

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»

Кваліфікаційна наукова
праця на правах рукопису

ЧЕРНЕЦЬКА ЮЛІЯ ВАЛЕНТИНІВНА

УДК 621.311:351.824.11

ДИСЕРТАЦІЯ

УПРАВЛІННЯ ЕФЕКТИВНІСТЮ ФУНКЦІОНУВАННЯ СИСТЕМ РОЗПОДІЛУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В УМОВАХ СТИМУЛЮЮЧОГО РЕГУЛЮВАННЯ

05.14.01 – енергетичні системи та комплекси

Подається на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук

Дисертація містить результати власних досліджень. Використання ідей, результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело
_____Ю. В. Чернецька

Науковий керівник: **Замулко Анатолій Ігорович**, кандидат технічних наук, доцент

АНОТАЦІЯ

Чернецька Ю. В. Управління ефективністю функціонування систем розподілу електричної енергії в умовах стимулюючого регулювання. – Кваліфікаційна наукова праця на правах рукопису.

Дисертація на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук за спеціальністю 05.14.01 – енергетичні системи та комплекси. – Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського» МОН України, м. Київ, 2019.

У вступі наведено актуальність теми – обґрунтовано доцільність управління ефективністю функціонування енергетичної системи на рівні сукупності систем розподілу електричної енергії, які, з однієї сторони, є кінцевою ланкою в системах енергозабезпечення споживачів, а з іншої – забезпечують приєднання розосереджених джерел її вироблення. Сформульовано мету, наукові завдання, об’єкт, предмет і методи дослідження, визначено наукову новизну та практичну цінність одержаних результатів, наведено дані про апробацію результатів та публікації, зазначено особистий внесок здобувача.

У першому розділі представлено результати комплексного аналізу проблеми управління ефективністю функціонування системи розподілу електричної енергії. Наголошено, що основні системи розподілу електричної енергії України розділені між ОСР за адміністративно-територіальним принципом і досить суттєво відрізняються між собою потенціалом скорочення ТВЕ та зростання попиту на послуги розподілу, який необхідно реалізовувати під час розвитку системи розподілу – нового будівництва, реконструкції та технічного переоснащення об’єктів електричних мереж.

Показано суперечність інтересів учасників ринку електричної енергії, що задіяні у плануванні розвитку систем розподілу електроенергії на сучасному етапі. Встановлено чотири ключові характеристики систем розподілу

електричної енергії України, що визначають ефективність їх функціонування: технічний стан, надійність, завантаженість, інноваційність – $Q = \{T; R; L; I\}$.

Проведено порівняльний аналіз регуляторних систем європейських країн зі співмірними з ОЕС України площею території обслуговування та концентрацією ринку послуг розподілу електричної енергії, зокрема вимог регулятора ринку щодо підвищення ефективності загальних та індивідуальних фінансових витрат ОСР, а також вимог, пов'язаних з інвестиціями у впровадження технологій Smart Grid. Показано, що в рамках стимулюючого регулювання тарифів між ОСР можлива деяка конкуренція за регулювання, засноване на оцінюванні зміни ефективності функціонування систем розподілу.

Другий розділ присвячено розгляду методів оцінювання результатів діяльності ОСР щодо забезпечення розвитку систем розподілу електроенергії. Розроблено модель оцінювання діяльності ОСР, яка дозволяє врахувати їх ключові характеристики – технічний стан, завантаженість, надійність та інноваційність, а також передбачає встановлення довгострокових цільових показників $Q^* = \{T^*; R^*; L^*; I^*\}$ методами групового оцінювання (рейтингування) або шляхом формування індивідуальних узагальнених показників ОСР.

Удосконалено класифікацію методів групового оцінювання, що на відміну від існуючих використовує в якості класифікаційної ознаки спосіб визначення узагальненого рейтингового показника, що дало можливість виявити три групи методів: методи шкали, методи ранжування та методи нормалізації. Напрацьовано рекомендації щодо вибору методу рейтингування у залежності від обсягу та типу вихідних даних.

Запропоновано узагальнений одиничний показник для оцінювання якості функціонування системи розподілу електричної енергії, що відрізняється використанням механізму нечіткого логічного висновку за алгоритмом Мамдані, і дає можливість встановлювати довгострокові цільові показники Q^* індивідуально для кожного ОСР.

У третьому розділі наведено методологічні аспекти та засоби реалізації управління ефективністю функціонування систем розподілу електричної енергії. За результатами аналізу звітних даних ОСР, з якими працює державна система збору, обробки та узагальнення техніко-економічної інформації, виявлено проблему їх надмірної узагальненості та суб'єктивності. Наголошено, що проблема має бути вирішена шляхом запровадження технологій Smart Grid, зокрема автоматизації електричних мереж, організації інтелектуального обліку.

Існуюче інформаційне забезпечення планування розвитку систем розподілу електричної енергії розглянуто у розрізі ключових характеристик Q і запропоновано виділити два рівні оцінювання ефективності функціонування систем розподілу: *рівень окремого ОСР*, який в межах виконання ІП забезпечує розвиток власної системи розподілу; *рівень ОЕС України*, на якому органами державної влади проводиться аналіз роботи незалежних ОСР. На різних рівнях оцінювання рекомендовано використовувати різний математичний інструментарій: індивідуальний показник ефективності функціонування кожної системи розподілу — для рівня окремого ОСР; методи групового оцінювання та формування рейтингу усіх ОСР — для рівня ОЕС України.

На основі аналізу існуючого в Україні інформаційного забезпечення планування розвитку систем розподілу електроенергії, запропоновано відкритий перелік показників та критеріїв оцінювання зміни їх характеристик $K = \{k_{\Delta T}, k_{\Delta R}, k_{\Delta L}, k_{\Delta I}\}$.

Розроблено математичну модель оцінювання якості функціонування системи розподілу електричної енергії на рівні окремого ОСР, яка базується на використанні математичного апарату нечітких множин та нечіткої логіки (нечіткий логічний висновок за алгоритмом Мамдані). Регулятору ринку запропоновано рекомендувати ОСР вибір тих заходів до ІП, що забезпечать максимальну зміну узагальненого показника якості функціонування системи розподілу електроенергії.

Для управління ефективністю функціонування систем розподілу електроенергії на рівні ОЕС України регулятору ринку запропоновано

впровадити щорічне рейтингування ОСР за показниками зміни характеристик Q . Наголошено на важливості застосування коефіцієнтів значущості критеріїв оцінювання ρ_k , які допоможуть регулятору не лише встановити пріоритетність задач і тим самим транслювати державну політику в галузі, а і враховувати фактор достовірності даних шляхом присвоєння вищого значення ρ_k для критеріїв, що розраховані за даними, отриманими в автоматизованому режимі.

У четвертому розділі наведено результати застосування розроблених моделей та засобів в умовах стимулюючого регулювання.

Запропоновано алгоритм розроблення схеми перспективного розвитку системи розподілу електроенергії, який враховує ключові характеристики систем розподілу Q і став частиною нормативного документа «Норми технологічного проектування енергетичних систем і електричних мереж 35 кВ і вище. Норми: СОУ-Н ЕЕ 40.1-00100227-101:2014».

Здійснено апробацію групового оцінювання ефективності функціонування систем розподілу електроенергії методом узагальнення нормалізованих значень показників на основі наявних у відкритому доступі даних ОСР, що дозволило встановити серед основних ОСР України «лідерів» у межах кожної з ключових характеристик, щоб далі регулятору ринку електроенергії визначати цільові показники Q^* і надавати відповідні рекомендації ОСР під час розгляду та затвердження ІІІ.

Моделювання запропонованого одиничного показника якості функціонування системи розподілу здійснено в спрощеному вигляді у програмному середовищі MATLAB (пакет Fuzzy Logic Toolbox) для аналізу даних про технічний стан та завантаженість трансформаторних підстанцій ВАТ «ЕК «Житомиробленерго» з вищою напругою 110 кВ, що дозволило визначити першу та другу черги реконструкції.

Запропоновано удосконалити взаємодію учасників ринку електричної енергії України з метою поширення кращого досвіду впровадження новітніх технологій та обладнання серед ОСР України шляхом розроблення

спеціалізованої інформаційної платформи (Ukrainian Smart Energy – USE). Розроблено UML діаграму, що деталізувала яку саме інформацію щодо розвитку системи розподілу електроенергії надають ОСР, органи державної влади, користувачі системи розподілу, виробники обладнання. Основні засади організації вивчення передового досвіду стали частиною нормативного документа «Порядок впровадження новітніх технологій і обладнання в нове будівництво, реконструкцію та технічне переоснащення електричних мереж. Настанова: СОУ-Н МЕН 40.1-00013741-77:2012».

Ключові слова: система розподілу електричної енергії, ефективність, оператор системи розподілу, оцінювання, регулятор ринку електричної енергії

ANNOTATION

Chernetska Yu. V. Performance management of electric power distribution systems under incentive regulation. – Manuscript.

Thesis of candidate degree (PhD) in technical sciences on speciality 05.14.01 – Energy systems and complexes. – National Technical University of Ukraine “Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute” Ministry of Education and Science of Ukraine, Kyiv, 2019.

The thesis is devoted to solving and scientific substantiation of theoretical and practical issues of performance management of electric power distribution systems through improvement and elaboration of methods and tools for evaluation and estimation the distribution system operators (DSOs) activities under incentive regulation.

The first chapter of the thesis presents the results of complex analysis of the problems in the field of performance management of electric power distribution systems of Ukraine with the focus on improving network efficiency during the distribution system development (building new capacity and refurbishing and replacing existing assets). This analysis had shown a new role of DSOs in modern distribution planning, and the importance to set up by electricity market regulator

some incentives for improving the network efficiency; also the key characteristics of the electric power distribution systems were identified, which are “technical condition”, “reliability”, “load level” and “innovativeness” – $Q = \{T; R; L; I\}$. It was emphasized that the main electric power distribution systems of Ukraine are divided between independent DSOs by regional or administrative and territorial principle; the regions have a lot of differences in electricity consumption, in the amount of distributed generation, in the existed level of electricity losses that should be considered by the electricity market regulator.

Analysis of the regulatory systems in European countries, which has similar to Ukraine land area and number of DSOs, had shown that competition-enhancing regulation can be used to set up incentives for improving the network efficiency.

The second chapter of the thesis is devoted to reviewing the methods for evaluating the results of DSOs' investments to the development of electric power distribution systems. A model for evaluating the results of DSOs' investments, which allows taking into account the key characteristics – “technical condition”, “reliability”, “load level” and “innovativeness”, was proposed; it also provides an opportunity to set up a long term goals in the electric power distribution systems characteristics $Q^* = \{T^*; R^*; L^*; I^*\}$ using group or individual estimation methods.

The group estimation (rating) methods were classified into three types: scale methods, ranking methods and normalization methods on the base of classification feature – an approach of determining a generalized rating. Recommendations on choosing the rating method for setting long-term goals, based on the volume and type of input data, were elaborated.

A generalized index (from 0 to 1) was proposed for evaluating the level of electric power distribution system efficiency that provides an opportunity to set up a long term goals in the electric power distribution systems characteristics Q^* for each DSO individually; this efficiency index differs through using Mamdani fuzzy inference system to formalize decision-making process by means of representing the expert knowledge of humans to set of fuzzy rules with linguistic variables.

The third chapter of the thesis describes the methodological aspects and tools for performance management of electric power distribution systems. The analysis of the statistic data from the DSOs' reports had shown that collecting and storing of the information by the Ministry of Energy and Coal Industry of Ukraine, as well as by electricity market regulator, is too generalized and subjective. It was emphasized that the problem should be solved by the roll out such Smart Grid technologies as automation of electric power distribution systems and smart metering.

The existing information support for the planning of electric power distribution systems development was considered in the context of the key characteristics Q , and two levels of performance management were proposed: level of DSO, which implements the investment program to develop its electric power distribution system; level of united energy system (UES) of Ukraine, at which market regulator should analyse the results of DSOs' investments. Different mathematical tools were recommended for each level: individual estimation with the generalized index for the DSO level; group estimation and rating of all DSOs at the UES of Ukraine level.

An open list of indicators and evaluation criteria that shows changes in the mentioned key characteristics $K = \{k_{\Delta T}, k_{\Delta R}, k_{\Delta L}, k_{\Delta I}\}$ was proposed to calculate the DSOs' performance rating and to establish the long-term measurable benchmarks for the network efficiency.

A mathematical model for evaluating the performance quality of the electric power distribution system at the DSO level was developed, based on using the mathematical tools of fuzzy logic (Mamdani fuzzy inference system). Due to the proposed model, electricity market regulator can recommend to DSO those measures to its investment program that provide the maximum change in the generalized index (from 0 to 1) of performance quality.

Annual review of the DSOs' performance rating broken down by the mentioned key characteristics Q was offered to electricity market regulator for performance management of electric power distribution systems at the UES of Ukraine level. It was emphasized that applying the proposed criteria in conjunction with weighting

patterns ρ_k will highlight priority areas of regulatory policy; also the factor of data reliability can be considered by the higher value of weighting patterns ρ_k for criteria calculated on the data obtained by the computer-assisted way.

The fourth chapter of the thesis presents the results of the proposed models and tools implementation under incentive regulation.

An algorithm for the power distribution planning was proposed; it takes into account the key characteristics of the electric power distribution systems Q , and it became a part of the normative document “Norms for technological design of power systems and electric networks 35 kV and above. Norms: COY-H EE 40.1-00100227-101:2014”.

Group estimation (rating) was done by the normalization method for evaluating the results of DSOs’ investments to the development of electric power distribution systems, considering the available information from the DSOs’ reports. The rating had shown “leaders” among Ukrainian DSOs in each characteristic to set up by market regulator long term goals Q^* and prepare relevant recommendations to DSO during reviewing and approving the investment program.

As for the efficiency estimation at the DSO level, modeling of proposed generalized index (from 0 to 1) was done using Fuzzy Logic Toolbox within MATLAB for analyzing the data from JST “Zhytomyroblenergo” on technical condition and load level of substations with high voltage 110 kV that allowed to identify the list of substations in the first and in the second stages of reconstruction.

It was proposed to improve cooperation of the electricity market participants with the aim to share among DSOs the best practice of implementing the new technologies and equipment through developing the information platform “Ukrainian Smart Energy – USE”. A UML diagram was elaborated to specify what kind of information on distribution planning should be provided to the USE-platform by DSOs, by electricity market regulator, users of the distribution systems and equipment manufacturers. The basic principles of organization the best practices sharing had become a part of the normative document “Procedure of new

technologies and equipment implementation for building new capacity and refurbishing and replacing existing assets of electric networks. Instruction: COУ-Н МЕВ 40.1-00013741-77:2012”

Key words: electric power distribution system, efficiency, distribution system operator, estimation, electricity market regulator

СПИСОК ОПУБЛІКОВАНИХ ПРАЦЬ ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ

1. Замулко А. І., Солоха (Чернецька) Ю.В., Бовкун Я.В. Питання підвищення ефективності функціонування електричних мереж електропередавальних організацій України // Вісн. Черніг. держ. технолог. ун-ту. Серія техн. науки. Зб. наук. праць. 2010. №42. С. 176-181. *(фахове видання)*
2. Плачинда В.Д., Яровицина Т.В., Замулко А. І., Чернецька Ю. В. Актуальні питання використання тарифів Чернецька Ю. В., Замулко А. І. Застосування методів моделювання для формування планів перспективного розвитку розподільчих мереж // на електричну енергію, диференційованих за періодами часу // Энергосбережение. Энергетика. Энергоаудит. 2010. №9. С. 16-23. *(фахове видання)*
3. Комунальне господарство міст. Серія «Технічні науки та архітектура»: науково-технічний збірник. 2011. Вип. 89. С. 406-414. *(фахове видання)*
4. Чернецька Ю. В., Замулко А. І. Система моніторингу технічного стану розподільчих електричних мереж // Энергосбережение. Энергетика. Энергоаудит. 2011. №9. С. 28-37. *(фахове видання)*
5. Чернецька Ю. В., Замулко А. І. Рейтингове оцінювання в задачах управління розвитком розподільних електричних мереж // Вісник Вінницького політехнічного інституту. 2013. №1. С. 94-100. *(фахове видання)*

6. Замулко А.І., Чернецька Ю.В. Критерії оцінювання розвитку систем розподілу електроенергії в умовах стимулюючого регулювання // *Енергетика: економіка, технології, екологія*. 2017. №4. С. 102-112. (фахове видання)

7. Замулко А.І., Чернецька Ю.В. Методи порівняльного аналізу ефективності операторів систем розподілу електричної енергії // *Енергетика: економіка, технології, екологія*. 2018. №3. С. 35-44.

8. Замулко А. И., Чернецкая Ю. В. Особенности планирования перспективного развития распределительных электрических сетей Украины // *Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики : Сб. науч. тр. Вып. 61. Проблемы исследования и обеспечения надежности либерализованных систем энергетики*. Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2011. С. 550-556.

9. Замулко А.І., Сайчук Ю.С., Чернецька Ю.В. Аналіз якості надання послуг з електропостачання // *Первый независимый научный журнал*. 2016. №9-10. С. 123-129.

10. Чернецька Ю. В., Замулко А. І. Роль інновацій у формуванні стратегії розвитку розподільчих електричних мереж // *Актуальные вопросы развития инновационной деятельности: мат. XIV межд. науч.-практ. конф., г. Евпатория, 23-27 мая 2011 г.* С. 144-149.

11. Замулко А. И., Чернецкая Ю. В. Применение методов моделирования для формирования планов перспективного развития распределительных сетей // *Математическое моделирование, оптимизация и управление потокораспределением в инженерных сетях: материалы международной науч.-практ. конф., г. Ялта, 1-6 октября 2011 г.: тезисы докладов. X. : ХНАГХ, НТМТ, 2011.* С.50.

12. Замулко А. І., Веремійчук Ю. А., Чернецька Ю. В. Сегментування роздрібного ринку електричної енергії з використанням алгоритмів нечіткої логіки // *Сучасні проблеми наукового забезпечення енергетики : матеріали X Міжн. наук.-практ. конф., м. Київ, 17-20 квітня 2012 р. : тези доповідей. Том 2.* К.: НТУУ «КПІ», 2012. С. 148.

13. Чернецька Ю. В., Замулко А. І. Рейтингове оцінювання в задачах управління розвитком розподільних електричних мереж // Контроль і управління в складних системах (КУСС-2012). XI Міжн. конф., м. Вінниця, 9-11 жовтня 2012 р.: тези доповідей. Вінниця: ВНТУ, 2012. С.177-178.

14. Chernetska Y., Zamulko A. Development of electricity distribution networks: marketing concept // Матеріали міжн. наук.-практ. та навч-метод. конф. «Сталий енергетичний розвиток: сучасні тенденції, технології та рішення» м. Київ, 24 вересня 2014 р. К.: НТУУ «КПІ». С. 14.

15. Чернецька Ю.В. Системи розподілу електроенергії в Україні: ключові характеристики їх розвитку // Відновлювана енергетика та енергоефективність у XXI столітті : Матеріали XVIII міжн. наук.-практ. конф., 27-29.09.2017 р. К.: КПІ ім. Ігоря Сікорського, Інститут відновлюваної енергетики НАНУ, 2017. С. 70-75.

16. Чернецька Ю. В. Дослідження проблеми управління розвитком систем розподілу електроенергії України в історичному контексті // The development of technical sciences: problems and solutions: Conference Proceedings, April, 27-28, 2018. Brno: Baltija Publishing, 2018. С. 197-200.

17. Замулко А.І., Чернецька Ю.В., Гордієнко К.І. Опрацювання даних завантаженості трансформаторних підстанцій з використанням кластерного аналізу. // Енергетичний менеджмент: стан та перспективи розвитку. Збірник наукових праць V Міжн. наук.-практ. та навч.-метод. конф. у м. Києві 17-19 квітня 2018 р. Київ, КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2018. С. 22-24.

18. Праховник А. В., Находов В.Ф., Замулко А.І., Солоха (Чернецька) Ю.В., Степаненко Т. В. Актуальні питання управління попитом на електричну енергію та потужність // Проблеми розвитку енергетики. Погляд громадськості (збірка №7). К.: НТСЕУ, ОЕП «ГРІФРЕ», 2010. С. 191-193.

ЗМІСТ

АНОТАЦІЯ	2
ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ	15
ВСТУП.....	17
РОЗДІЛ 1 АНАЛІЗ ПРОБЛЕМИ УПРАВЛІННЯ ЕФЕКТИВНІСТЮ ФУНКЦІОНУВАННЯ СИСТЕМ РОЗПОДІЛУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ	25
1.1 Системи розподілу електричної енергії як складова об'єднаної енергосистеми України	25
1.2 Аналіз організаційно-управлінських особливостей забезпечення розвитку систем розподілу електричної енергії	31
1.3 Управління ефективністю функціонування систем розподілу електричної енергії на основі системного підходу	38
1.4 Стимулююче регулювання тарифів на послуги операторів систем розподілу електричної енергії.....	44
Висновки до розділу	51
РОЗДІЛ 2 МЕТОДИ ОЦІНЮВАННЯ РЕЗУЛЬТАТІВ ДІЯЛЬНОСТІ ОПЕРАТОРІВ СИСТЕМ РОЗПОДІЛУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ.....	53
2.1 Методи порівняльного аналізу ефективності витрат операторів систем розподілу електроенергії.....	53
2.2 Модель оцінювання результатів діяльності операторів систем розподілу електроенергії в Україні	61
2.3 Групове оцінювання ефективності функціонування систем розподілу електроенергії.....	65
2.4 Формування індивідуального узагальненого показника ефективності функціонування системи розподілу.....	74
Висновки до розділу	80
РОЗДІЛ 3 МЕТОДОЛОГІЧНІ АСПЕКТИ ТА ЗАСОБИ РЕАЛІЗАЦІЇ УПРАВЛІННЯ ЕФЕКТИВНІСТЮ ФУНКЦІОНУВАННЯ СИСТЕМ РОЗПОДІЛУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ.....	82
3.1 Інформаційне забезпечення системи управління ефективністю функціонування систем розподілу електричної енергії	82
3.2 Показники ефективності функціонування систем розподілу електричної енергії на різних рівнях оцінювання	89
3.3 Критерії оцінювання розвитку систем розподілу електроенергії....	99

3.4 Засоби управління ефективністю функціонування системи розподілу електричної енергії	104
Висновки до розділу	111
РОЗДІЛ 4 ЗАСТОСУВАННЯ РОЗРОБЛЕНИХ МОДЕЛЕЙ ТА ЗАСОБІВ В УМОВАХ СТИМУЛЮЮЧОГО РЕГУЛЮВАННЯ.....	114
4.1 Удосконалення процесу планування перспективного розвитку систем розподілу електричної енергії.....	114
4.2 Розроблення методики рейтингування операторів систем розподілу електричної енергії	117
4.3 Застосування узагальненого показника якості функціонування систем розподілу електричної енергії.....	123
4.4 Удосконалення інформаційно-аналітичного забезпечення розвитку систем розподілу електричної енергії	126
Висновки до розділу	131
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	133
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	135
Додаток А Характеристика основних систем розподілу електричної енергії України	154
Додаток Б Параметричні функції належності.....	157
Додаток В Окремі результати аналізу звітних даних основних операторів систем розподілу електроенергії України	158
Додаток Г Вихідні дані для рейтингування операторів систем розподілу.....	163
Додаток Д Акти впровадження результатів дисертаційної роботи	165
Додаток Е Список опублікованих праць за темою дисертації	170

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

У цьому дисертаційному дослідженні застосовані такі скорочення:

АЕС – атомна електростанція

ВДЕ – відновлювані джерела енергії

ВЕС – вітрова електростанція

ГЕС - гідроелектростанція

Держенергоефективності – Державне агентство з енергоефективності та енергозбереження України

Держенергонагляд - Державна інспекція з енергетичного нагляду України

ЕПО – електропередавальна організація

ЄС - Європейський Союз

ІП – інвестиційна програма

КЛ – кабельна лінія електропередавання

КР – капітальний ремонт

ЛЕП - лінія електропередавання

Міненерговугілля України – Міністерство енергетики та вугільної промисловості України

НДР – науково-дослідна робота

НКРЕКП – Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг

ОЕС України – об’єднана енергетична система України

ОСР – оператор системи розподілу

ПЛ – повітряна лінія електропередавання

СЕС – сонячна електростанція

ТВЕ – технологічні витрати електричної енергії

ТЕС - теплоелектростанція

ТО – технічне обслуговування

ТП – трансформаторна підстанція

CAPEX (capital expenditures) – капітальні витрати

CEER (Council of European Energy Regulators) – Рада органів регулювання енергетики Європейського Союзу

DEA (data envelopment analysis) – аналіз оболонки даних

ENS (energy not supplied) - розрахунковий обсяг недовідпущеної електричної енергії

MAIFI (momentary average interruption frequency index) - індекс середньої частоти коротких перерв в електропостачанні

OPEX (operating expenditures) – операційні витрати

RAB (regulatory asset base) – регуляторна база активів

SAIDI (system average interruption duration index) - індекс середньої тривалості довгих перерв в електропостачанні

SAIFI (system average interruption frequency index) - індекс середньої частоти довгих перерв в електропостачанні

SFA (stochastic frontier analysis) – стохастичний граничний аналіз

Smart Grid – розумна або інтелектуальна електрична мережа

StoNED (stochastic nonparametric envelopment of data) – стохастична непараметрична оболонка даних

TOTEX (total expenditures) – повні витрати

URL – уніфікований покажчик ресурсу

ОДИНИЦІ ВИМІРУ

кВт, кВт·год. – кіловат, кіловат-година

В, кВ – вольт, кіловольт

у.о. – умовна одиниця [електричних мереж]

відн. од. – відносна одиниця

ВСТУП

Актуальність теми. Розроблення і впровадження новітніх технологій та обладнання, а також соціально-економічні та політичні зміни, спрямовані на забезпечення сталого розвитку суспільства, поступово трансформують методи і засоби управління розвитком енергетичних систем: від централізованих або вертикально-ієрархічних до децентралізованих або багаторівневих. У зазначених умовах актуальною постає проблема управління ефективністю функціонування енергетичної системи на рівні систем розподілу електроенергії, які, з однієї сторони, є кінцевою ланкою в системах енергозабезпечення споживачів, а з іншої – забезпечують приєднання розосереджених джерел її вироблення.

Значні напрацювання таких науковців як Арзамасцев Д. А. [47], Воропай Н. И. [156], Зорін В. В. [83], Короткевич М. А. [91], Лежнюк П. Д. [95], Мелентьев Л. А. [99], Новосельцев О. В. [90], Файбесович Д. Л. [87] та інші, в тому числі у теорії та методології системних досліджень в енергетиці, потребують переосмислення з огляду на ринкові умови функціонування галузі, зокрема в частині пошуку ефективних рішень для планування розвитку систем розподілу електричної енергії.

Аналітичні огляди Міжнародного енергетичного агентства (IEA) [12], провідного центру енергетичних досліджень у Нідерландах (ECN), Ради європейських енергетичних регуляторів (CEER) [10], Європейської електроенергетичної асоціації (EURELECTRIC) [11] наголошують на необхідності поступового перетворення систем розподілу електроенергії на інтелектуальні електроенергетичні системи згідно концепції Smart Grid, і в межах лібералізованих ринків електричної енергії ця трансформація можлива лише шляхом взаємодії регулятора ринку та операторів систем розподілу (ОСР), що на правах власності забезпечують розвиток електричних мереж. Однак, у кожній країні ця взаємодія вибудовується по-різному та регулюється законодавством національного рівня. Значний внесок у вирішення проблем економічного регулювання та державного управління функціонуванням та

розвитком енергетичних систем на рівні систем розподілу електричної енергії зробили закордонні вчені: Agrell P. [1], Biggar D. R. [4], Cossent Arin R. [8], Georgilakis P. S. [14], Gómez T. [16], Jamasb T [20-22], Joskow P. [24-26], Pollitt M [17, 18]. та інші.

Для електроенергетики України концепція Smart Grid є орієнтиром для розвитку електроенергетичних систем та електричних мереж, підтриманим напрацюваннями науковців: Гриб О. Г., Денисюк С. П., Кириленко О.В., Праховник А. В., Стогній Б. С. [59] і інші, та визначеним Енергетичною стратегією України на період до 2035 року «Безпека. Енергоефективність. Конкурентоспроможність», що схвалена розпорядженням Кабінету Міністрів України від 18.08.2017 р. № 605-р. У рамках імплементації положень Директиви 2009/72/ЄС Європейського Парламенту та Ради від 13.07.2009 р., прийнято Закон України «Про ринок електричної енергії» № 2019-VIII від 13.04.2017 р., який ввів у законодавче поле поняття «оператор системи розподілу», «розвиток систем розподілу». Національною комісією, що здійснює держане регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (НКРЕКП) затверджено Кодекс систем розподілу та запроваджено стимулююче регулювання тарифів на послуги ОСР для того, щоб розвиток електричних мереж напругою до 150 кВ став більш керованим і водночас забезпеченим додатковими фінансовими ресурсами.

Дисертаційне дослідження, спрямоване на розроблення механізмів взаємодії регулятора ринку та ОСР, що сприятимуть поширенню технологій Smart Grid, враховуватимуть досвід європейських країн, а також існуючий технічний стан та рівень автоматизації розподільних електричних мереж ОЕС України, є актуальним для енергетичного сектора країни, бо дає змогу спростити прийняття управлінських рішень щодо підвищення ефективності функціонування систем розподілу електроенергії під час планування розвитку систем розподілу електричної енергії в умовах запровадження стимулюючого регулювання тарифів на послуги ОСР.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Виконані у роботі дослідження відповідають напряму «Енергетика та енергоефективність» Закону України «Про пріоритетні напрями розвитку науки і техніки» № 2519-VI від 09.09.2010 р. (у редакції від 16.01.2016 р.), Комплексній програмі університету «Енергетика сталого розвитку» і направленості тематики науково-дослідної роботи (НДР) кафедри електропостачання КПІ ім. Ігоря Сікорського.

Результати дисертаційної роботи одержано під час виконання ініціативної НДР «Підвищення ефективності інноваційних перетворень енергетичного сектора згідно вимог безвуглецевої економіки в умовах клієнтоорієнтованого енергоринку» (номер державної реєстрації 0114U006362, 2014-2016 рр.), яка виконувалася науково-педагогічними працівниками кафедри електропостачання КПІ ім. Ігоря Сікорського; участі у міжнародному проекті «Професіоналізація та стабілізація енергетичного менеджменту в Україні», що був реалізований Інститутом енергозбереження та енергоменеджменту КПІ ім. Ігоря Сікорського спільно з Hochschule der Wirtschaft für Management, м. Мангейм, Німеччина у 2016 р.

Мета та завдання дослідження. Метою дисертаційної роботи є удосконалення і подальший розвиток системи управління ефективністю функціонування розподільних електричних мереж шляхом розроблення моделей і методів оцінювання результатів діяльності операторів систем розподілу електроенергії (ОСР) для запровадження стимулюючого регулювання.

Для досягнення мети було поставлено і вирішено наступні задачі:

1. Провести комплексний аналіз проблеми управління ефективністю функціонування систем розподілу електричної енергії України та встановити ключові характеристики, які визначають ефективність їх функціонування.
2. Формалізувати задачу оцінювання результатів діяльності ОСР щодо забезпечення розвитку системи розподілу електроенергії.
3. Розробити методологічні аспекти та засоби реалізації управління ефективністю функціонування систем розподілу електроенергії України

шляхом оцінювання результатів діяльності ОСР для формалізації прийняття рішень щодо планування розвитку систем розподілу електроенергії.

4. Удосконалити нормативно-правове забезпечення діяльності ОСР, спрямованої на підвищення ефективності функціонування систем розподілу електроенергії, та виконати розрахунки, що підтверджують можливість застосування розроблених моделей та засобів в умовах стимулюючого регулювання тарифів на послуги ОСР.

Об'єкт дослідження – процес управління ефективністю функціонування систем розподілу електричної енергії.

Предмет дослідження – методи та засоби оцінювання результатів діяльності ОСР України, спрямовані на запровадження стимулюючого регулювання.

Методи дослідження. Для вирішення поставлених у роботі завдань використано комплекс загальнонаукових і спеціальних методів, а саме:

- для визначення ключових характеристик систем розподілу електричної енергії – метод системних досліджень в енергетиці;
- для розроблення узагальненого показника якості функціонування системи розподілу електричної енергії – теорію нечітких множин і нечіткої логіки, а саме метод нечіткого висновку за алгоритмом Мамдані;
- для групового оцінювання ефективності функціонування систем розподілу електричної енергії та встановлення для кожного ОСР цільових показників за ключовими характеристиками – методи рейтингування ОСР.

Наукова новизна одержаних результатів:

1. Вперше розроблено математичну модель оцінювання ефективності (якості) функціонування системи розподілу електричної енергії, яка базується на використанні математичного апарату нечітких множин та нечіткої логіки, що завдяки формалізації процедури індивідуального оцінювання кожного ОСР дозволяє забезпечити прозорість прийняття управлінських рішень щодо розвитку систем розподілу в умовах стимулюючого регулювання.

2. Удосконалено метод групового оцінювання (рейтингування) ОСР, що враховує зміну ключових характеристик кожної системи розподілу (технічний стан, надійність, завантаженість, інноваційність) і дозволяє встановити довгострокові цільові показники ефективності для стимулюючого регулювання.

3. Науково обґрунтовано систему показників та критеріїв оцінювання розвитку систем розподілу електроенергії у розрізі ключових характеристик технічного стану, надійності, завантаженості та інноваційності, яка, на відміну від існуючих, дозволяє оцінити ефективність діяльності ОСР щодо організації експлуатації, виконання реконструкції, повної заміни та нового будівництва об'єктів електричних мереж;

4. Отримали подальший розвиток методичні засади інформаційно-аналітичного забезпечення розвитку систем розподілу електроенергії, засновані на принципах бенчмаркінгу, для впровадження новітніх технологій і обладнання під час нового будівництва, реконструкції та технічного переоснащення об'єктів електричних мереж України.

Практичне значення одержаних результатів полягає у їх використанні під час розроблення нормативних документів Міністерства енергетики та вугільної промисловості України: (1) Порядок впровадження новітніх технологій і обладнання в нове будівництво, реконструкцію та технічне переоснащення електричних мереж. Настанова: СОУ-Н МЕВ 40.1-00013741-77:2012, затверджено наказом Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 21.12.2012 р. № 1079; (2) Норми технологічного проектування енергетичних систем і електричних мереж 35 кВ і вище. Норми: СОУ-Н ЕЕ 40.1-00100227-101:2014, затверджено наказом Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 04.08.2014 р. № 543; (3) Система умовних одиниць електричних мереж. Норми: СОУ-Н МЕВ 40.13.0-37471933-43:2011, затверджено наказом Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 04.05.2011 р. № 100.

Окремі результати дисертаційної роботи використано у держбюджетній НДР «Внесення змін та доповнень до Правил технічної експлуатації

електроустановок споживачів», що виконувалася Відкритим акціонерним товариством по пуску, налагодженню, удосконаленню технології та експлуатації електростанцій і мереж «ЛьвівОРГРЕС» (номер державної реєстрації 0110U008602, 2009-2012 рр.).

За результатами аналізу статистичної звітності ОСР щодо технічного стану електричних мереж, організації їх експлуатації, обсягів реконструкції, повної заміни та нового будівництва розроблено практичні рекомендації для Державної інспекції з енергетичного нагляду за режимами споживання електричної і теплової енергії відокремленого підрозділу «Головдерженергонагляд» державного підприємства «Національна енергетична компанія «Укренерго».

Удосконалена методика планування розвитку електричних мереж була використана науково-дослідним, проектно-вишукувальним та конструкторсько-технологічним інститутом «Укрсільенергопроект» під час розроблення схем перспективного розвитку електричних мереж напругою 35-110 кВ Житомирської області та напругою 0,4-10 кВ м. Житомир для ПАТ «ЕК «Житомиробленерго».

Результати дисертаційного дослідження використовуються у навчальному процесі кафедри електропостачання КПІ ім. Ігоря Сікорського під час виконання магістерських дисертаційних робіт та викладання дисципліни «Маркетингові дослідження в енергетиці», зокрема, видано у електронному вигляді навчально-методичні розробки до вивчення тем «Рейтингове оцінювання у маркетингових дослідженнях в енергетиці» у 2012 р. та «Приєднання електроустановок до розподільних електричних мереж» у 2014 р.

Особиста участь автора в одержанні наукових та практичних результатів, що викладені в дисертаційній роботі, полягає в самостійному виконанні теоретичної й аналітичної частин роботи, а також інтерпретації отриманих результатів. У друкованих працях, які були опубліковані у співавторстві, здобувачеві належать наступні результати: аналіз ефективності функціонування електричних мереж ОСР України [73]; аналіз статистичної звітності ОСР щодо

використання тарифів, диференційованих за періодами часу [111, 117]; нечітка модель оцінювання якості функціонування системи розподілу електроенергії [147, 72, 71]; аналіз звітних даних основних ОСР щодо технічного стану об'єктів електричних мереж [150] та завантаженості трансформаторних підстанцій [77]; класифікація методів рейтингування та розрахунки рейтингу ОСР за показниками, представленими у Програмі розвитку електричних мереж [146, 148]; наукове обґрунтування системи показників та критеріїв оцінювання розвитку систем розподілу електроенергії [75]; огляд методів порівняльного аналізу економічної ефективності витрат ОСР на основі вивчення досвіду європейських країн [76]; дослідження основних проблем функціонування систем розподілу електроенергії в Україні [70]; аналіз вимог європейського законодавства щодо забезпечення надійності електропостачання в умовах стимулюючого регулювання ОРС [74]; дослідження особливостей інновацій у сфері розподілу електричної енергії та механізмів взаємодії держави й ОСР для впровадження інновацій [149]; обґрунтування доцільності організації інформаційної платформи для поширення кращого досвіду впровадження новітніх технологій та обладнання під час нового будівництва, реконструкції та технічного переоснащення об'єктів електричних мереж [7].

Апробація результатів дослідження. Основні положення дисертаційної роботи доповідалися і обговорювалися на міжнародному науковому семінарі ім. Ю.Н. Руденко «Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики» (м. Ялта, 2010 р.); XIV міжнародній науково-практичній конференції «Актуальные вопросы развития инновационной деятельности» (м. Євпаторія, 2011 р.); міжнародній науково-практичній конференції «Математическое моделирование, оптимизация и управление потоко-распределением в инженерных сетях» (м. Ялта, 2011 р.); X міжнародній науково-практичній конференції аспірантів, магістрантів і студентів «Сучасні проблеми наукового забезпечення енергетики» (м. Київ, 2012 р.); XI міжнародній конференції «Контроль і управління в складних системах (КУСС-2012)» (м. Вінниця, 2012 р.), міжнародній науково-практичній та навчально-

методичній конференції «Сталий енергетичний розвиток: сучасні тенденції, технології та рішення» (м. Київ, 2014 р.); XVIII міжнародній науково-практичній конференції «Відновлювана енергетика та енергоефективність у XXI столітті» (м. Київ, 2017 р.); V міжнародній науково-технічній та навчально-методичній конференції «Енергетичний менеджмент: стан та перспективи розвитку «PEMS'18» (м. Київ, 2018 р.); міжнародній науково-практичній конференції «Розвиток технічних наук: проблеми та рішення» (м. Брно, Чеська Республіка, 2018 р.); а також на наукових семінарах кафедри електропостачання КПП ім. Ігоря Сікорського у 2011-2019 роках.

Результати дисертаційного дослідження частково увійшли до двох робіт, відзначених дипломами III ступеня на всеукраїнському конкурсі «Молодь – енергетиці України: відкритий конкурс молодих вчених та енергетиків»: «Планування перспективного розвитку розподільчих електричних мереж у ринкових умовах функціонування енергетичної галузі України» у 2011 р.; «Аналіз та оцінювання ефективності роботи електропередавальних організацій із забезпечення розвитку електричних мереж» у 2012 р.

Публікації. За результатами досліджень опубліковано 18 наукових праць, у тому числі: 7 – у наукових фахових виданнях (з них 3 – у виданнях України, які включені до міжнародних наукометричних баз), 2 – в інших наукових виданнях, 9 – тези доповідей у збірниках матеріалів конференцій.

Структура та обсяг роботи. Дисертаційна робота складається із вступу, чотирьох розділів, загальних висновків, списку використаних джерел і додатків. Повний обсяг дисертації складає 172 сторінки основного тексту, у тому числі 25 рисунків, 19 таблиць, 6 додатків на 18 сторінках. Список використаних джерел нараховує 156 найменувань і розміщується на 19 сторінках.

РОЗДІЛ 1

АНАЛІЗ ПРОБЛЕМИ УПРАВЛІННЯ ЕФЕКТИВНІСТЮ ФУНКЦІОНУВАННЯ СИСТЕМ РОЗПОДІЛУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

1.1 Системи розподілу електричної енергії як складова об'єднаної енергосистеми України

Основою електроенергетики України є Об'єднана енергетична система (ОЕС) – енергосистема технічна, що являє собою комплекс генерувальних потужностей, з'єднаних електричними мережами між собою та з приймачами електричної енергії, в якому процеси виробництва, передачі та споживання електроенергії протікають одночасно у синхронному режимі [67]. Під час розгляду питань перспективного розвитку енергосистеми, організації експлуатації та управління враховуються особливості енергосистеми технічної, визначені у [135], а саме: унікальність, неоднорідність елементів, можливість розчленування на підсистеми, ієрархічність структури та управління, імовірнісна природа поведінки, інертність властивостей та характеристик, адаптивність до впливів, неперервність розвитку, оновлення та удосконалення.

Загальносвітові тенденції реформування електроенергетики з метою створення лібералізованих ринків електричної енергії потребували розділення вертикально інтегрованих енергетичних об'єднань на окремі електроенергетичні підприємства згідно функціонального призначення: генерування, передавання, розподіл та постачання електричної енергії [53]. Це дозволяє запроваджувати конкурентний ринок у сферах генерування та постачання електричної енергії, тоді як мережеві послуги передавання та розподілу залишаються ринками природних монополій з державним регулюванням [131]. В Україні процес реформування електроенергетичної галузі триває з 1996 року [67], регулятором ринку є Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (НКРЕКП).

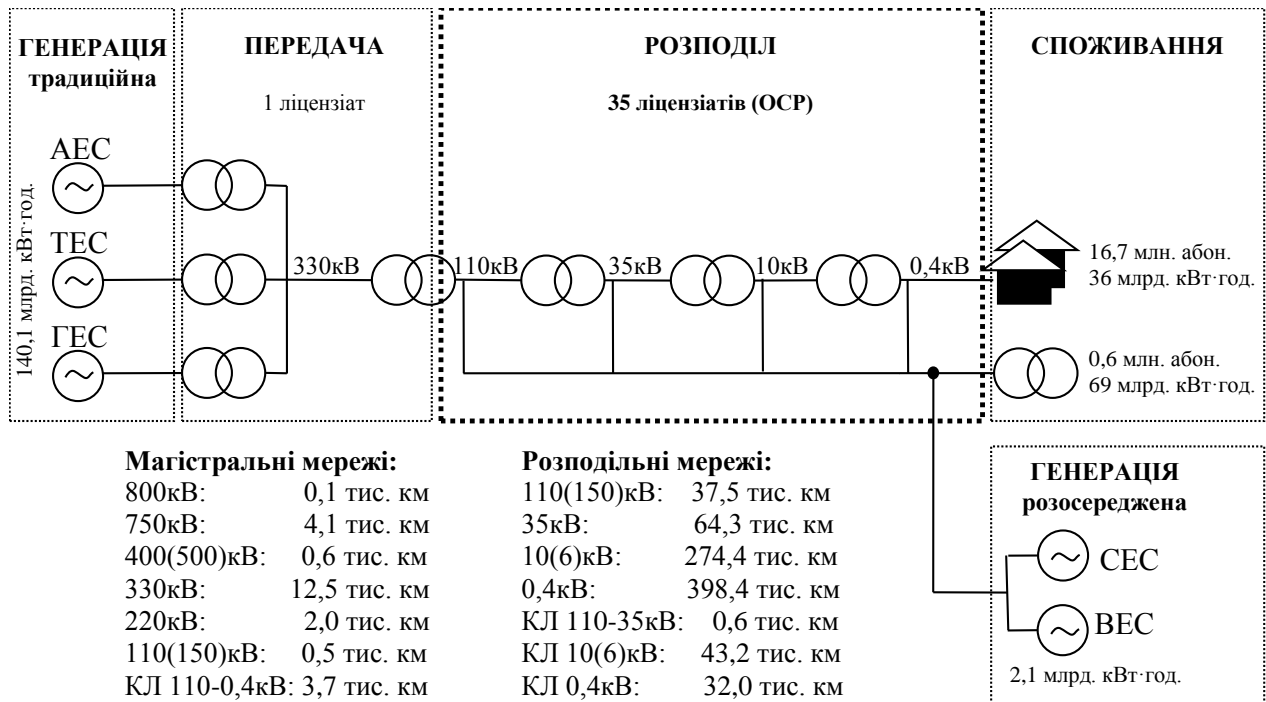


Рисунок 1.1 – Протяжність електричних мереж в ОЕС України

(Джерело даних: річний звіт НКРЕКП за 2017 р. [81])

Наявність єдиного ліцензіата з передачі електричної енергії магістральними електричними мережами забезпечує збереження ОЕС України для надійного енергопостачання усіх регіонів країни. Функції розподілу електричної енергії в ОЕС України виконують електричні мережі напругою до 150 кВ (рис. 1.1), що налічують більше 850 тис. км ліній електропередавання (ЛЕП) та 200 тис. одиниць трансформаторних підстанцій (ТП) [81]. Ця сукупність розділена, переважно, за адміністративно-територіальним принципом між операторами систем розподілу (ОСР). Кожен із 35 окремих ОСР здійснює господарську діяльність з розподілу електричної енергії на закріпленій території незалежно від інших [94], дотримуючись вимог ліцензії НКРЕКП [121].

Згідно визначень Закону України «Про ринок електричної енергії» [132] ОСР є юридичною особою, відповідальною за безпечну, надійну та ефективну експлуатацію, технічне обслуговування та розвиток системи розподілу для задоволення попиту на послуги з розподілу електричної енергії в майбутньому з урахуванням вимог щодо охорони довкілля і забезпечення енергетичної

ефективності. Під розвитком системи розподілу розуміють нове будівництво, реконструкцію або технічне переоснащення (модернізація) об'єктів електроенергетики [106].

Основна функція електричних мереж напругою до 150 кВ в ОЕС України – транспортування електроенергії від об'єктів системи передачі до кінцевих побутових та непобутових споживачів. Відповідно, конфігурація окремої системи розподілу електроенергії визначається, в першу чергу, складом споживачів, розташованих на території здійснення ліцензійної діяльності. Зокрема, розрізняють типові схеми електричного з'єднання об'єктів розподільних електричних мереж у міській та сільській місцевості.

Коротка характеристика електричних мереж основних ОСР України представлена у Додатку А, це переважно обласні енергокомпанії: ПАТ «Вінницяобленерго» (ВінОЕ), ПрАТ «Волиньобленерго» (ВолОЕ), ПрАТ «ДТЕК Дніпровські електромережі» (ДнОЕ), АТ «ДТЕК Донецькі електромережі» (ДонОЕ), АТ «Житомиробленерго» (ЖитОЕ), ПрАТ «Закарпаттяобленерго» (ЗакОЕ), ВАТ «Запоріжжяобленерго» (ЗапОЕ), ПрАТ «ДТЕК Київські електромережі» (КиївЕ), ПрАТ «Київобленерго» (КОЕ), ПрАТ «Кіровоград-обленерго» (КіроОЕ), ТОВ «Луганське енергетичне об'єднання» (ЛЕО), ПрАТ «Львівобленерго» (ЛвОЕ), АТ «Миколаївобленерго» (МикОЕ), АТ «Одеса-обленерго» (ОдОЕ), ПАТ «Полтаваобленерго» (ПолОЕ), АТ «Прикарпаття-обленерго» (ПрикОЕ), ПрАТ «Рівнеобленерго» (РівнОЕ), ПАТ «Сумиобленерго» (СумОЕ), ВАТ «Тернопільобленерго» (ТерОЕ), АТ «Харківобленерго» (ХарОЕ), АТ «Херсонобленерго» (ХерсОЕ), АТ «Хмельницькобленерго» (ХмОЕ), ПАТ «Черкасиобленерго» (ЧеркОЕ), АТ «Чернівціобленерго» (ЧернвОЕ), ПАТ «Чернігівобленерго» (ЧернгОЕ), ДП «Регіональні електричні мережі» (РегЕМ), ПрАТ «ДТЕК ПЕМ-Енерговугілля» (ЕнВуг), ТОВ «ДТЕК Високовольтні мережі» (ВМ). Як видно з табл. А.1, річний обсяг електроспоживання в різних системах розподілу коливається від 1,5 до 24,4 млрд. кВт·год. в рік. Між системами розподілу електроенергії існують і інші відмінності, пов'язані з площею та географічними особливостями території обслуговування, протяжністю ЛЕП та

співвідношенням між кабельними (КЛ) і повітряними ЛЕП (ПЛ), що частково враховується обсягом обслуговування електричних мереж, вираженням в умовних одиницях (див. табл. А.1). Детальний огляд регіональних особливостей систем розподілу електроенергії в Україні висвітлено у статті [49].

Необхідно відзначити, що переважну більшість об'єктів розподільних електричних мереж України було збудовано у 60-70-ті роки ХХ століття за програмою суцільної електрифікації країни. Через знецінення амортизаційних відрахувань у 90-х роках та недостатній рівень регульованих тарифів, тривалий час основні виробничі фонди практично не оновлювались, що призвело до збільшення кількості об'єктів, які відпрацювали свій технічний ресурс. Про проблеми моральної та фізичної зношеності розподільних електричних мереж України йдеться у роботах [63, 139, 141, 84, 52 та ін.]. За оцінкою Міністерства енергетики та вугільної промисловості України (Міненерговугілля) понад 6,6 % ЛЕП напругою 35-110 (150) кВ та 11,5 % ЛЕП напругою 0,4-10 (6) кВ перебувають у технічно непрацездатному стані; близько 22,3 % трансформаторів з вищою напругою 35-110 (150) кВ та 14,9 % трансформаторів з вищою напругою 10 (6) кВ відпрацювали передбачений технічною документацією термін експлуатації [110].

Одночасно, економічні перетворення в країні на початку 90-х років змінили навантаження об'єктів електричних мереж (ТП та ЛЕП). Істотно змінилася структура електроспоживання: зменшилася частка електричного навантаження промислових споживачів, збільшилося споживання непромислових споживачів та населення [44]. І хоча загальний обсяг споживання електричної енергії в країні не досяг рівня базового 1990 р., відбувся територіальний перерозподіл електричного навантаження у межах систем розподілу, і цей процес триває: переважно зростає електричне навантаження у містах, зменшується – у сільській місцевості.

Останні дані про динаміку обсягів електроспоживання було представлено у Плані розвитку розподільних електричних мереж на 2016-2025 роки [110]: споживання електричної енергії (нетто) по Україні у 2015 р. скоротилося на

4,3 %, у порівнянні з 2011 р. Середньорічний приріст споживання електричної енергії спостерігається лише у третини ОСР (рис. 1.2).

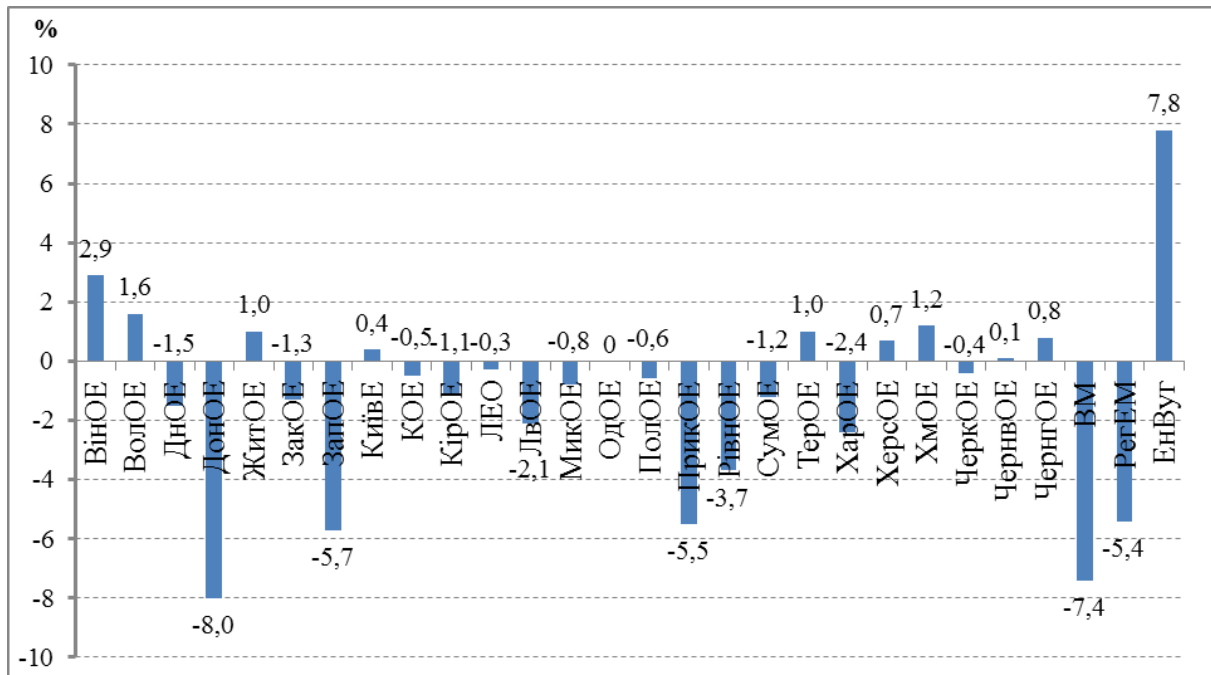


Рисунок 1.2 – Середньорічний приріст споживання електричної енергії за період 2011-2015 роки (побудовано за даними [110])

Комбінація чинників незадовільного стану об'єктів електричних мереж та їх невідповідності режимам електроспоживання спричиняє значний рівень технологічних витрат електроенергії (ТВЕ) [62, 95]. У 2017 р. ТВЕ у розподільних електричних мережах України склали 12 932 млн. кВт·год. або 9,9 % загального відпуску електричної енергії в мережу, що більше ніж утричі перевищує показники для магістральних електричних мереж – 3 855 млн. кВт·год. або 2,7 % [81].

Аналіз даних, представлених у річних звітах НКРЕКП [78-81], щодо величини приєднаної електричної потужності до систем розподілу за період з 2008 по 2017 роки (рис. 1.3) показав, що усі ОСР поступово нарощують кількість нових споживачів, проте обсяги зростання приєднаної потужності істотно відрізняються у розрізі окремих систем розподілу електроенергії.

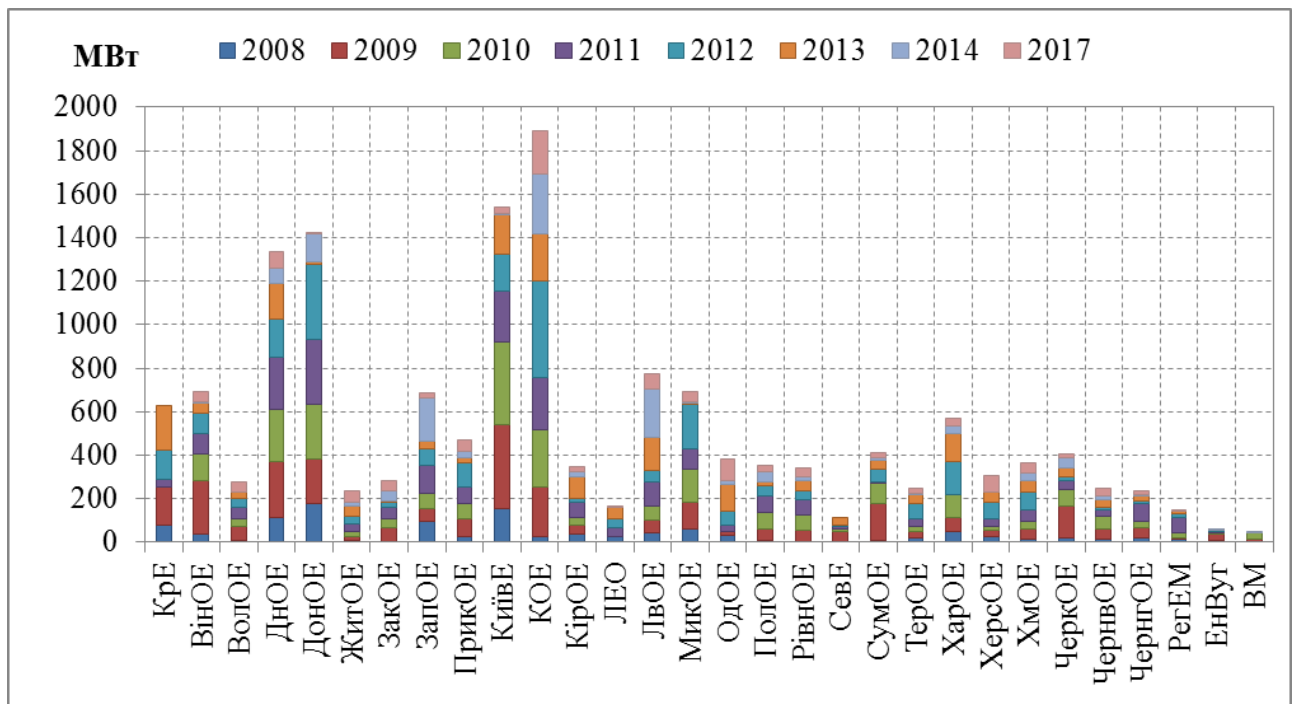


Рисунок 1.3 – Приєднана потужність до електричних мереж основних ОСР за 2008-2017 роки (побудовано за даними річних звітів НКРЕКП¹ [78-81])

Важливо зазначити, що до систем розподілу електроенергії з кожним роком приєднується усе більше генерувальних установок, що виробляють електричну енергію з використанням відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) (рис. 1.4).

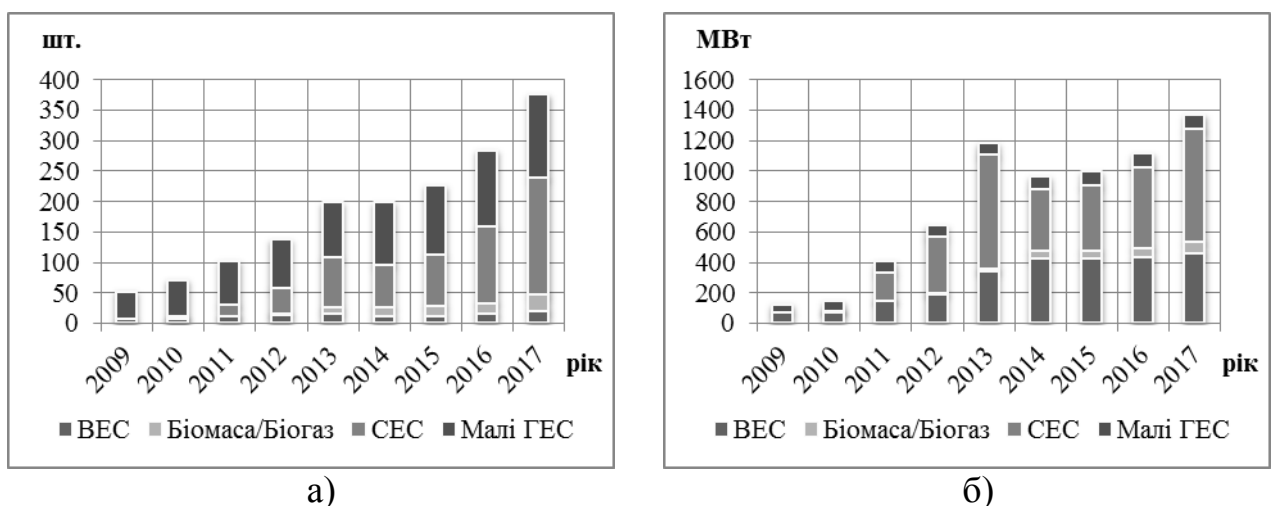


Рисунок 1.4 – Динаміка кількості (а) та встановленої електричної потужності (б) виробників з ВДЕ (за даними річних звітів НКРЕКП² [78-81])

¹ Річні звіти НКРЕКП за 2015 та 2016 рр. не містять інформації про обсяг приєднаної потужності.

З огляду на загальносвітові тенденції поширення ВДЕ та цільові показники Енергетичної стратегії України до 2035 року щодо частки ВДЕ у загальному первинному постачанні енергії [69], ця динаміка збережеться. Зокрема, останні роки спостерігається суттєве зростання кількості і встановленої потужності сонячних електростанцій (СЕС) приватних домогосподарств в усіх регіонах України (рис. А.3, А.4). Тобто, розосереджені джерела енергії з кожним роком усе більше впливатимуть на розвиток систем розподілу електричної енергії в Україні. В економічно розвинених країнах світу контрольоване нарощування джерел розосередженої генерації, розглядається як можливість для ОСР скоротити ТВЕ та уникнути капітальних витрат, пов'язаних зі збільшенням пропускної спроможності електричних мереж [8, 15, 37 та ін.].

Підсумовуючи викладене вище, можемо зробити висновок, що сьогодні кожна система розподілу електричної енергії як складова ОЕС України за своїми структурно-функціональними ознаками на рівні окремого ОСР може розглядатися як енергосистема технічна. Системи розподілу електричної енергії України досить суттєво відрізняються між собою, і кожен ОСР забезпечує розвиток власної системи розподілу окремо. Сукупність усіх систем розподілу електроенергії має значний потенціал для скорочення ТВЕ і підвищення ефективності функціонування, що досягається, передусім, під час нового будівництва, реконструкції та технічного переоснащення об'єктів електричних мереж.

1.2 Аналіз організаційно-управлінських особливостей забезпечення розвитку систем розподілу електричної енергії

Розвиток систем розподілу електричної енергії завжди був нерозривно пов'язаний з економічним розвитком країни та її окремих регіонів, за словами Мелентьева Л. А. *«сукупність зовнішніх зв'язків енергетичного господарства*

² У офіційних звітних даних, починаючи з 2014 року, не враховуються об'єкти електроенергетики, розташовані в АР Крим та на тимчасово окупованих територіях у Донецькій та Луганській областях.

та народного господарства країни досить суттєво впливає на його функціонування та розвиток» [99]. У сучасній науковій літературі наголошується на необхідності раціонального поєднання ринкових механізмів та державного регулювання з метою управління розвитком енергетичних систем [4, 16, 109, 136, 156 та ін.]. Проте у кожній країні система взаємодії регулятора ринку та ОСР електроенергії вибудована по-різному і навіть у межах Європейського Союзу (ЄС) регулюється законодавством національного рівня [11, 40].

У межах даного дослідження було проаналізовано організаційно-управлінські особливості забезпечення розвитку ОЕС України в історичному контексті, оскільки перехід від планової економіки до ринкової суттєво змінював організаційну структуру електроенергетичної галузі. Основну увагу приділено управлінню розвитком саме систем розподілу електричної енергії і запропоновано виділити декілька основних етапів (рис. 1.5), що мають різне співвідношення впливу на цей процес держави та ринкових механізмів.

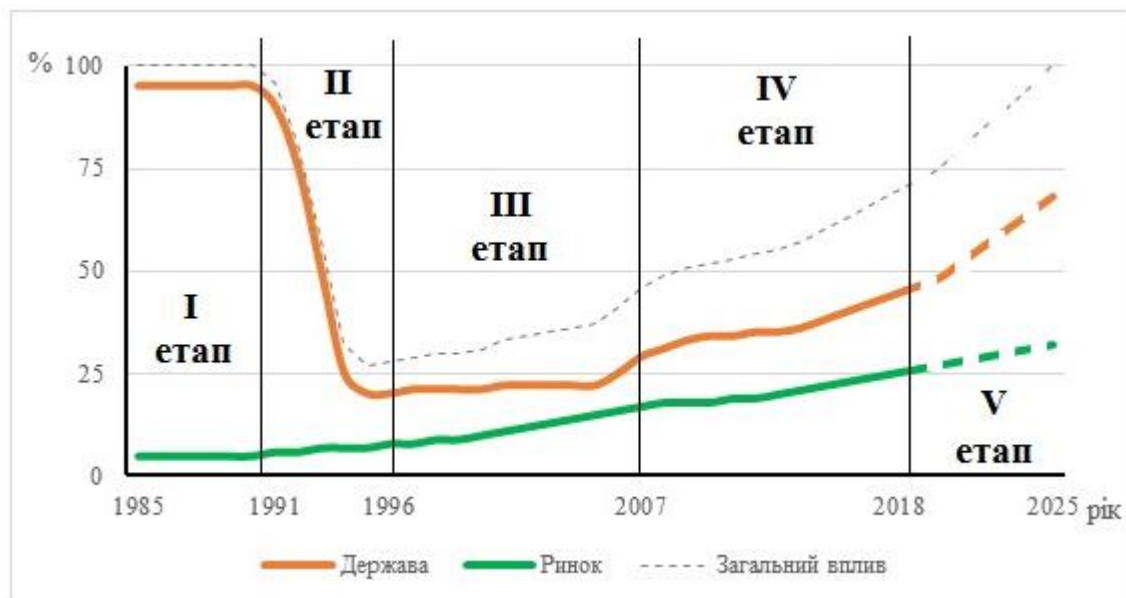


Рисунок 1.5 – Модель оцінки впливу держави та ринкового середовища на розвиток систем розподілу електроенергії в Україні: основні етапи

I етап (до 1990 р.) характеризується централізованим способом управління, розвиток систем розподілу електроенергії розглядається виключно у складі більш глобальної проблеми – забезпечення розвитку великих систем

енергетики, що має достатнє наукове обґрунтування і практичне забезпечення [47, 88, 99, 137, 107]. За умови наявності плану введення генеруючих потужностей та прогнозних значень електроспоживання, цей спосіб дозволяв скласти титульні списки на будівництво об'єктів електроенергетики. Розвиток систем розподілу електроенергії забезпечувався планомірно, проекти перспективного розвитку електричних мереж розроблялися спеціалізованими державними науково-дослідними інститутами, їх реалізація на пріоритетних умовах фінансувалася з державного бюджету. Такий спосіб управління забезпечував досить високі показники галузі: при обсягах електроспоживання в ОЕС України близько 220 млрд. кВт·год. на рік, рівень ТВЕ в системах розподілу у 1990 році не перевищував 9 % [44].

II етап (1991-1995 рр.) почався після проголошення незалежності України та переходу держави до ринкової економіки. Економічний спад у країні призвів до суттєвого зменшення обсягів електроспоживання: на понад 80 млрд. кВт·год. або на 37 % [44], що спричинило появу значних резервів пропускної спроможності систем розподілу електроенергії. У той же час, брак фінансових ресурсів через неплатежі споживачів унеможлилював своєчасне виведення з експлуатації основних засобів, що відпрацювали свій ресурс.

III етап (1996-2006 рр.) почався зі структурної перебудови в електроенергетичному комплексі: відбулося розділення функцій виробництва, передачі та постачання електричної енергії; запроваджено оптовий ринок електроенергії України. У сфері розподілу електроенергії за територіальним принципом було утворено 25 обласних та 2 міських (міста Київ та Севастополь) електропередавальні організації (ЕПО), які далі здійснювали передачу електроенергії місцевими (локальними) електричними мережами та її постачання кінцевим споживачам за регульованим тарифом згідно умов та правил ліцензійної діяльності. Було прийнято рішення про поступову приватизацію акціонованих ЕПО, управління корпоративними правами держави здійснювалося через НАК «Енергетична компанія України», що володіла часткою акцій в окремих ЕПО. Цей етап можна охарактеризувати

сподіваннями зі сторони держави на забезпечення розвитку систем розподілу електроенергії виключно ринковими механізмами. Сьогодні можна констатувати, що за перше десятиліття приватизації розподільних електричних мереж в Україні, інвестиції в оновлення основних виробничих засобів так і не надійшли. Проблема розвитку систем розподілу електроенергії і далі була не на часі, оскільки запасу пропускної спроможності електричних мереж, як і раніше, вистачало для покриття незначних темпів зростання електричного навантаження. Фінансові ресурси на технічне переоснащення об'єктів електричних мереж виділялися за залишковим принципом, що вело до їх поступової деградації. Рівень ТВЕ у системах розподілу в 2002 році досяг 22 %.

IV етап (2007-2016 рр.) почався з моменту затвердження на державному рівні «Програми розвитку електричних мереж напругою 35-110(150) кВ та визначення обсягів реконструкції електричних мереж напругою 0,4-10 кВ на 2007-2011 роки» [133]. Вперше за роки незалежності України було усвідомлено необхідність цілеспрямованого державного впливу на розвиток електричних мереж. Аналогічна програма діяла і протягом наступного періоду: 2012-2015 років [134]. Було запроваджено механізм формування щорічних інвестиційних програм (ІП) [128], оновлено норми технологічного проектування [106]. Аналіз зазначених документів дозволяє зробити висновок, що зі сторони держави були спроби реанімувати радянські принципи перспективного планування систем розподілу, але при цьому не забезпечувалося достатнє фінансування програм розвитку. Цю функцію, після введення плати за приєднання електроустановок до електричних мереж, було покладено на ту частину кінцевих споживачів, які потребували збільшення обсягів використання електричної енергії.

Початок нового *V етапу* (з 2017 р.) пов'язаний із прийняттям Закону України «Про ринок електричної енергії» [132], в якому виокремлено монопольну діяльність з розподілу електроенергії. Колишні ЕПО стають операторами систем розподілу (ОСР) і забезпечують розвиток електричних мереж згідно вимог Кодексу систем розподілу [120]. Здійснюється перехід до

стимулюючого регулювання ОСР [131]. Поняття «перспективне планування системи розподілу» повертається до нормативно-правової бази як процес, що визначає у довгостроковій перспективі (на 5 років та більше) напрямок розвитку системи розподілу та обсяги інвестицій з метою постійного задоволення потреб споживачів в електричній енергії з дотриманням нормативних показників якості енергії та надійності електрозабезпечення. [120]. В Україні набувають актуальності нові завдання енергетичної політики держави, усталені в кранах з лібералізованим ринком електричної енергії [4], а саме: регулювання цін на монопольних ринках сітьових послуг та забезпечення узгодженості інвестицій у генерувальні потужності з інвестиціями у об'єкти електричних мереж.

Схема взаємодії суб'єктів, задіяних у процесі планування розвитку систем розподілу електроенергії на сучасному етапі, показана на рис. 1.6.

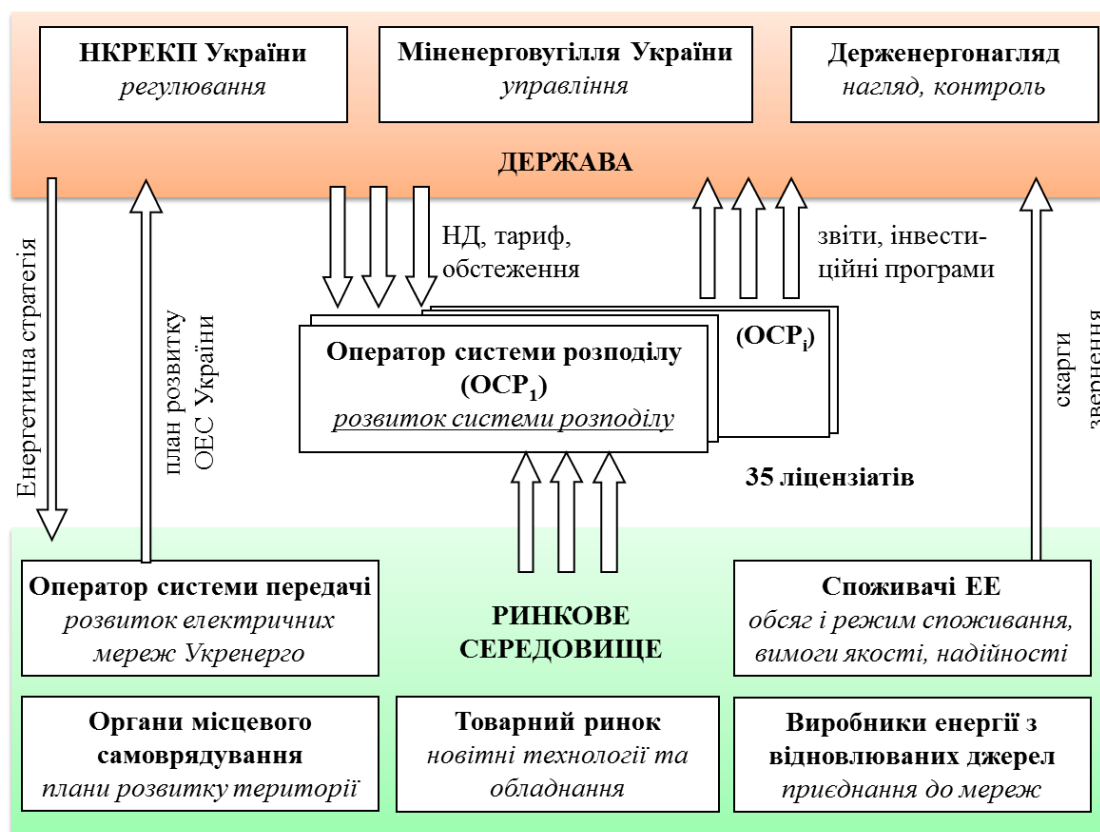


Рисунок 1.6 – Схема взаємодії суб'єктів, що визначають розвиток систем розподілу електроенергії в Україні на сучасному етапі

Суб'єктами *державного* впливу виступають: Міненерговугілля України, Державна інспекція з енергетичного нагляду України (Держенергонагляд) та регулятор ринку – НКРЕКП. Їх повноваження та інструменти впливу на ОСР представлені в табл. 1.1. Разом з тим, інформація, яку мають у розпорядженні державні органи для прийняття управлінських рішень, обмежується переліком звітних даних, що надаються згідно вимог нормативних документів [123, 129].

Таблиця 1.1

**Органи державної влади, задіяні в управлінні розвитком систем
розподілу електричної енергії України**

Суб'єкт державної політики	Повноваження, інструменти впливу на ОСР
Міненерговугілля	Формує та забезпечує реалізацію державної політики в електроенергетичному комплексі з урахуванням Енергетичної стратегії України. Затверджує нормативні значення ТВЕ на її розподіл електричними мережами. Погоджує інвестиційні програми (ІП) ОСР [132, 120].
НКРЕКП	Забезпечує тарифну політику, зокрема враховуючи економічний коефіцієнт нормативних ТВЕ та ІП кожного ОСР. Здійснює моніторинг виконання ОСР вимог щодо недискримінаційного доступу до електричних мереж. Надає ліцензії на здійснення підприємницької діяльності. Встановлює відповідальність за порушення умов та правил ліцензійної діяльності, зокрема накладаючи санкції [132, 120].
Держенергонагляд	Проводить обстеження, перевірки, огляди обладнання електричних мереж, зокрема щодо технічного стану та організації експлуатації об'єктів електричних мереж. Надає висновок щодо пріоритетності технічних рішень для розвитку систем розподілу, передбачених проектами ІП. Видає обов'язкові для виконання приписи щодо усунення виявлених порушень, застосовує штрафні санкції. Вносить подання про усунення від виконання посадових обов'язків осіб, відповідальних за виявлені порушення [132, 113, 120].

Серед суб'єктів впливу *ринкового середовища*:

– органи місцевого самоврядування, оскільки вони приймають участь у розробленні планів розвитку систем розподілу електричної енергії на

підпорядкованій їм території та погоджують розміщення об'єктів електроенергетики (траси ЛЕП, майданчики ТП), виходячи з інтересів територіальної громади [132]. При цьому, план розвитку системи розподілу електроенергії має бути узгоджений із планом розвитку системи передачі;

- користувачі послуг ОСР, якими є не лише існуючі та потенційні споживачі електроенергії та потужності, а і власники об'єктів розосередженої генерації, що приєднують генерувальні установки до електричних мереж напругою до 150 кВ. Без взаємодії з користувачами послуг розподілу електроенергії ОСР не можуть адекватно спрогнозувати попит і визначити потребу в розвитку системи розподілу;

- товарний ринок, що пропонує новітні технології та обладнання, які можуть бути використанні під час нового будівництва, реконструкції та технічного переоснащення об'єктів електричних мереж.

За результатами проведеного ретроспективного аналізу проблеми управління розвитком систем розподілу електричної енергії можемо зробити висновок, що в Україні послідовно було застосовано усі три форми державного управління електроенергетичною галуззю, визначені у [85], – пряме державне управління (I-II етапи), управління через державну корпорацію (III етап), державне регулювання і нагляд за функціонуванням (етапи IV-V). За роки незалежності лише на поточному V етапі з'явилися передумови для того, щоб розвиток систем розподілу електроенергії, по-перше, став більш керованим завдяки перспективному плануванню, а по-друге, мав відповідні фінансові ресурси з огляду на застосування стимулюючого регулювання тарифів на розподіл електроенергії. Разом з тим, задача перспективного планування системи розподілу ускладнилася, бо збільшилася кількість задіяних суб'єктів, а їхні інтереси часто мають суперечливий характер. Зросла невизначеність вихідних даних для перспективного планування системи розподілу електроенергії, з якою стикаються і ОСР, отримуючи інформаційні сигнали ринкового середовища, і НКРЕКП, приймаючи рішення щодо інвестиційної складової тарифу на розподіл електричної енергії.

1.3 Управління ефективністю функціонування систем розподілу електричної енергії на основі системного підходу

У попередніх пунктах показано як сьогодні трансформуються методи і засоби управління розвитком енергетичних систем від централізованих або вертикально-ієрархічних до децентралізованих або багаторівневих, і як підвищення ефективності функціонування стає основним завданням розвитку систем розподілу електричної енергії.

Під поняттям ефективність у широкому сенсі розуміють якісну або кількісну оцінку співвідношення між результатами функціонування системи і витратами на їх досягнення. Стосовно складних енергетичних систем управління ефективністю функціонування на сучасному етапі передбачає досягнення рівноваги між енергетичною, економічною та екологічною ефективністю згідно концепції сталого розвитку суспільства [90, 17, 68].

З огляду на комплексність проблеми управління ефективністю функціонування систем розподілу електричної енергії, її опрацювання потребує системного підходу. Використаємо сучасне визначення системи як сукупності укрупнених компонентів, необхідних для її існування:

$$S = \langle Z, STR, TECH, COND, N \rangle, \quad (1.1)$$

де $Z = \{z_i\}$ – сукупність або структура цілей; $STR = \{STR_{вир}, STR_{орг}, \dots\}$ – сукупність структур (виробничої, організаційної тощо), що реалізують цілі; $TECH = \{meth, means, alg, \dots\}$ – сукупність технологій (методів, засобів, алгоритмів), що реалізують систему; $COND = \{\varphi_{ex}, \varphi_{in}\}$ – умови існування системи, тобто зовнішні та внутрішні фактори, що впливають на її створення і функціонування; N – особи, що приймають рішення стосовно усіх попередніх компонент [55].

До сукупності цілей $Z = \{z_i\}$ системи управління включаємо підвищення енергетичної z_1 , економічної z_2 та екологічної z_3 ефективності усіх систем розподілу електроенергії, що є частиною ОЕС України (рис. 1.1). Реалізовувати

зазначені цілі будемо на основі існуючих та більш детально опрацьованих у пп. 1.1-1.2 виробничої $STR_{вир}$ та організаційної $STR_{орг}$ структур електроенергетичної галузі. Особами, що приймають рішення щодо системи управління ефективністю функціонування систем розподілу електроенергії N , є органи державної влади (табл. 1.1), але як показано на рис. 1.6, на сучасному етапі їм необхідно активно взаємодіяти з ОСР і враховувати сигнали ринкового середовища, передусім – скарги та звернення користувачів послуг розподілу.

Наступний компонент формули (1.1) – умови існування системи $COND$, потребує додаткового вивчення, про що далі йтиме мова у цьому підпункті. Аналіз наукових публікацій, присвячених вирішенню проблеми перспективного планування системи розподілу електричної енергії (зустрічаються також формулювання: «планування розвитку», «проектування розвитку» у англomовних джерелах – «power distribution planning», «distribution system planning») [83, 51, 54, 105, 87, 14, 2, 32 та ін.], дозволив зробити наступні висновки.

1. Рушійні сили здійснення капіталовкладень у розвиток систем розподілу електроенергії, що діяли в економічно розвинених країнах більше десятиліття тому (табл. 1.2), поступово стають актуальними для ОЕС України.

Таблиця 1.2

Рушії здійснення капітальних витрат у розвиток систем розподілу електроенергії в економічно розвинених країнах

ВНУТРІШНІ (φ_{in})	ЗОВНІШНІ (φ_{ex})
<ul style="list-style-type: none"> – тривала відсутність капіталовкладень попри поступове зростання навантаження; – пік споживання частіше переноситься на літній час через навантаження кондиціонування повітря; – істотні зміни структури кінцевого споживання і збільшення кількості об'єктів розосередженої генерації потребують модернізації електричних мереж. 	<ul style="list-style-type: none"> – розробка більш жорстких законів про захист довкілля; – зміна системи регулювання та зростання уваги до управління попитом як можливої альтернативи збільшенню пропускної спроможності електричних мереж; – зростання участі суспільства та інших зацікавлених сторін у прийнятті рішень щодо розміщення об'єктів електроенергетики.

2. Розрізняють традиційні та сучасні методи перспективного планування. У першому випадку задача зводиться до одноцільової оптимізації – пошуку мінімуму економічних витрат на розвиток системи розподілу (капітальних – CAPEX та експлуатаційних витрат – OPEX) із врахуванням технічних та операційних обмежень. У другому випадку йдеться про планування «активних розподільних мереж» – враховується поширення джерел розосередженої генерації, можливості управління попитом на електричну енергію і в цілому перехід до інтелектуальних мереж (Smart Grid).

3. Сучасні методи перспективного планування розробляються переважно в економічно розвинених країнах у зв'язку із значним поширенням новітніх технологій та обладнання. При цьому, політичні, економічні, соціальні та технологічні передумови для забезпечення розвитку систем розподілу електроенергії суттєво відрізняються у різних країнах. У дослідженні P. S. Georgilakis та N. D. Hatziaargyriou [14] наголошується, що на практиці переважна більшість ОСР використовують традиційні методи перспективного планування, але там же представлено огляд 77 наукових публікацій 2004-2014 рр., присвячених розробленню математичних моделей і методів планування «активних розподільних мереж».

Таким чином, в економічно розвинених країнах саме Smart Grid розглядається в якості основного технічного засобу досягнення гармонійного поєднання енергетичної, економічної та екологічної ефективності функціонування систем розподілу електроенергії [138, 116, 89, 59, 23, 38].

За визначенням, Smart Grid (інтелектуальна мережа) – це електрична мережа, що задовольняє майбутнім вимогам щодо енергоефективності та економічності функціонування енергосистеми за рахунок скоординованого керування і за допомогою сучасних двосторонніх комунікацій між елементами електричних мереж, електричними станціями, акумулюючими джерелами та споживачами [138]. Серед найважливіших для інвестування технологій Smart Grid у країнах Європейського Союзу (ЄС) визнано: автоматизацію електричних мереж (90 % респондентів), інтелектуальний облік (90 %), управління

попитом/розосереджена генерація (75 %), віртуальні електростанції (40 %), акумулюючі потужності (40 %), електромобілі (30 %), інше (15 %) [11].

Енергетичною стратегією України на період до 2035 року [69] також заплановано розроблення та початок реалізації плану впровадження Smart Grid (до 2025 року). Але більш повний PEST-аналіз базових політичних (P), економічних (E), соціальних (S) та технологічних (T) складових зовнішнього середовища, що впливають на функціонування та забезпечення розвитку систем розподілу електроенергії в Україні, представлено на рис. 1.7.



Рисунок 1.7 – PEST-аналіз факторів впливу на розвиток систем розподілу електричної енергії України

За результатами PEST-аналізу можемо зробити висновок, що суспільно-політичні трансформації останніх років створили передумови для функціонування ринку електричної енергії в Україні за правилами країн ЄС, що

означає застосування методів економічного регулювання діяльності ОСР та контроль якості надання послуг. Разом з тим, залишаються суттєві відмінності у площині економічного та технологічного компонентів [151].

Важливо враховувати, що системи розподілу електричної енергії в Україні часто мають надлишкову пропускну спроможність, адже обсяг електроспоживання в ОЕС України так і не досяг рівня базового 1990 р. Звичайно, економічне зростання, а отже і збільшення потреби в електричній енергії, має суттєві регіональні відмінності (і це було показано у п. 1.1), проте навіть за оптимістичними планами розвитку систем розподілу до 2020 р. [110], обсяги нового будівництва незначні: з переліку 1142 шт. ПС з вищою напругою 35-110(150) кВ лише 54 шт. (4,7 %) віднесено до категорії «нове будівництво» (з них 35 % планується будувати у м. Києві та Київській обл.). Тобто сьогодні перспективне планування систем розподілу електричної енергії в Україні це, передусім, реконструкція існуючих об'єктів електромереж, їх технічне переоснащення та модернізація із використанням новітніх технологій і обладнання.

Технічне обслуговування (ТО) та капітальні ремонти (КР) об'єктів електричних мереж в Україні мають виконуватися відповідно до результатів оцінки їх технічного стану згідно вимог нормативних документів [100, 108, 101]. Але існують і більш прогресивні методи планування витрат на ремонтно-експлуатаційне обслуговування: детально досліджені в дисертаційному дослідженні [142], де рекомендується система управління фізичними активами підприємства-власника електричних мереж, заснована на показниках надійності, коли на кожній ділянці використовуються своя модель ТО:

- планове обслуговування застосовується для активів, ймовірність відмови яких залежить від строку експлуатації і зумовлена механічним зносом;
- ТО за фактичним станом – у випадках, коли кореляція між віком активу і кількістю аварій відсутня або використання ТО за регламентом пов'язане зі значними витратами. Основним засобом ТО тут є діагностика, відносно дешева і часто виконувана без спеціального обладнання;

– ТО по мірі виходу активу з ладу застосовується або вимушено, у випадках форс-мажору, або для активів, аварія яких не призведе до значних фінансових збитків, зниження надійності чи втрати репутації ОСР.

Такий підхід дозволяє скоротити матеріальні витрати ОСР на проведення ТО і КР, при цьому зберігаючи надійність електропостачання споживачів на прийнятному рівні. Можна стверджувати, що на практиці періодичність міжремонтного контролю, здебільшого, встановлюється технічним керівником ОСР з врахуванням умов та досвіду експлуатації, технічного стану та строку служби електрообладнання, хоча дана система лише частково відповідає існуючим нормативним документам.

Результатом опрацювання зовнішніх та внутрішніх факторів, що впливають на створення системи управління, стали сформовані чотири ключові характеристики систем розподілу електричної енергії України, які визначають ефективність їх функціонування на сучасному етапі:

$$Q = \{T; R; L; I\}, \quad (1.2)$$

де T – технічний стан; R – надійність; L – завантаженість; I – інноваційність.

Характеристика *технічний стан* (T) відображає стан ремонтно-експлуатаційного обслуговування об'єктів електричних мереж та їх обладнання (основного та допоміжного) і потребує уваги зі сторони органів державної влади, зокрема, через тривале недофінансування робіт з ТО та КР.

Характеристика *надійність* (R) - вказує на здатність системи розподілу виконувати необхідні функції в заданих режимах і умовах експлуатації. Зниження рівня надійності означає для ОСР недовідпуск електроенергії і відповідно недоотримання грошових надходжень від користувачів системи.

Характеристика *завантаженість* (L) показує відповідність пропускну здатності системи розподілу електроенергії попиту користувачів послуг, тобто чи відповідають перерізи ЛЕП та встановлена потужність трансформаторів існуючим та перспективним значенням електричних навантажень у нормальному та післяаварійному режимах роботи системи розподілу.

Характеристика *інноваційність* (I) відображає застосування новітніх технологій та обладнання під час нового будівництва, реконструкції або технічного переоснащення об'єктів електричних мереж. Йдеться про підвищення ефективності функціонування систем розподілу електроенергії шляхом застосування нових типів силового устаткування; нових засобів релейного захисту і протиаварійної автоматики, діагностики обладнання, обліку енергоресурсів; систем моніторингу і керування режимами мережі та обладнанням, що в комплексі реалізує концепцію Smart Grid.

На основі визначених чотирьох ключових характеристик пропонується розробити методи, засоби та алгоритми, що реалізовуватимуть систему управління ефективністю функціонування систем розподілу електричної енергії. Подальші дослідження у даній роботі будуть присвячені саме цьому останньому компоненту формули (1.1) – $TECH = \{meth, means, alg, \dots\}$.

1.4 Стимулююче регулювання тарифів на послуги операторів систем розподілу електричної енергії

Важливим інструментом управління ефективністю функціонування систем розподілу електричної енергії, наявним у органів державної влади, є тарифна політика регулятора ринку. Оскільки Україна є стороною договору про заснування Енергетичного Співтовариства з ЄС [64], у межах даної роботи детальніше вивчалися системи регулювання тарифів на послуги ОСР, що застосовуються в європейських країнах.

Варто зазначити, що ОСР почали розглядатися у якості окремих суб'єктів ринку електричної енергії лише у 90-х рр. минулого століття, після початку лібералізації електроенергетики, і досвід їх регулювання незначний. Разом з тим, можна констатувати, що методи регулювання тарифів на послуги усіх природних монополій поступово змінювалися: від фактично ціноутворення у випадку ідеально поінформованого про витрати регулятора, до регулювання

норми прибутку (фокус на достатності витрат) і сьогодні – стимулююче тарифоутворення з фокусом на ефективності витрат [8].

Стимулююче регулювання тарифів передбачає розроблення спеціальних стимулів для ОСР скорочувати витрати у довгостроковій перспективі, що може водночас призводити до зниження якості обслуговування споживачів. Тому стимулююче регулювання, як правило, супроводжується набором стандартів роботи ОСР і пов'язаних з ними штрафів та винагород для тих ОСР, що перевищили чи, навпаки, не досягли встановлених регулятором показників якості обслуговування споживачів [22, 26, 24, 25].

У практиці європейських країн зустрічаються як більш традиційні, так і прогресивніші системи регулювання тарифів на послуги ОСР [11]:

1) *Регулювання норми прибутку (Rate of return regulation)*, відома в Україні як модель «витрати плюс», – дохід ОСР у поточному році залежить від фактичних витрат у попередньому році і враховує регульовану норму прибутку. Зазначена система недостатньо стимулює зниження витрат ОСР, проте має значні інвестиційні стимули, оскільки дохід не має затримки у часі.

2) *Регулювання верхньої межі доходу/ціни (Revenue/price cap regulation)* – здійснюється за прогнозом витрат і доходу на період регулювання, при цьому ОСР винагороджуються додатковим прибутком за ефективність діяльності. Добре стимулює до зниження витрат, але має недостатні інвестиційні стимули через затримку у часі між капітальними витратами та доходом.

3) *Регулювання базового тарифу (Yardstick regulation)* – дозволений дохід залежить від середньогалузевої продуктивності. До недоліків системи відносять складнощі у порівнянні різних ОСР та недостатні інвестиційні стимули через затримку у часі між капітальними витратами та доходом.

4) *Регулювання за результатом (Output based regulation)* – дохід залежить не лише від основного результату (витрат), а і від додаткових вигод (наприклад, якість постачання, застосування технологій Smart Grid). При цьому, результати мають бути вимірюваними та порівнюваними, що досить складно реалізувати

на практиці. Система потребує значних регуляторних зусиль та має додаткові ризики, пов'язані з помилковими рішеннями зі сторони менеджменту ОСР.

Аналіз літературних джерел [11, 10, 30, 27, 25] дозволяє стверджувати, що переважна більшість регуляторів у європейських країнах використовують поєднання двох систем: регулювання норми прибутку для капітальних витрат (CAPEX) та регулювання верхньої межі доходу (ціни) для операційних витрат (OPEX). Регулювання базового тарифу застосовують лише у Норвегії та Нідерландах, а регулювання за результатом з 2010 року прийнято у Великобританії. В цілому, у європейських країнах відсутня єдина політика регулювання тарифів на послуги розподілу електроенергії, система взаємодії регулятора ринку і ОСР визначається законодавством національного рівня. Це пояснюється особливостями систем розподілу у різних країнах: різна кількість і склад кінцевих споживачів електричної енергії, різні обсяги розосередженої генерації, географічні відмінності територій обслуговування, врешті, різна структура власності розподільних електромереж [76].

Тому виникає проблема обґрунтування вибору країни/декількох країн, чий досвід може бути найбільш прийнятним для застосування в Україні. Вибірку таких країн сформуємо, використовуючи два критерії:

(1) *концентрація ринку* послуг розподілу електричної енергії, яку можна оцінити кількістю незалежних ОСР в країні – $N_{ОСР}$; в Україні $N_{ОСР} = 35$, тому критерієм вибору країни приймемо $N_{ОСР}^* \geq 20$ згідно даних [34];

(2) *географічний масштаб ринку*, оцінений площею території обслуговування S ; в Україні $S = 603,6$ тис. км², тому критерієм вибору приймемо $S^* \geq 300$ тис. км².

Обом заданим критеріям відповідають країни: Іспанія, Італія, Німеччина, Норвегія, Польща, Фінляндія, Франція та Швеція. У табл. 1.3 наведено більш детальний аналіз регуляторних систем в обраних країнах, зокрема вимоги щодо підвищення ефективності фінансових витрат ОСР – загальні (однакові для всіх ОСР), індивідуальні (розраховані окремо для кожного ОСР), а також вимоги, пов'язані із інвестиціями у впровадження технологій Smart Grid.

Таблиця 1.3

Вимоги щодо підвищення ефективності витрат ОСР (на основі [11])

Країна: регуляторна система	Вимоги щодо підвищення ефективності витрат		
	Загальні	Індивідуальні	Інвестиції у Smart Grid
Іспанія: поєднується регулювання верхньої межі доходу та норми прибутку	Коефіцієнт врахування інфляції – частка загальних витрат (TOTEX)	<i>Метод:</i> еталонна мережа використовується для визначення CAPEX. OPEX узгоджуються регулятором на базі стандартних витрат. <i>Вплив:</i> значне регулювання CAPEX через застосування моделі еталонної мережі.	Додаткові витрати не враховуються в моделі еталонної мережі.
Італія: поєднується регулювання верхньої межі доходу та норми прибутку	2,8 % від OPEX	Відсутні індивідуальні вимоги щодо ефективності, але є механізм розподілу вигід: 50 % різниці між нормативними і фактичними OPEX повертаються у перший рік регуляторного періоду, інші 50 % - протягом 8 років.	Значне поширення Smart- обліку відбулося завдяки вищій ставці (7,1 % проти 2,8 % для інших витрат)
Німеччина: регулювання верхньої межі доходу	1,25 % від TOTEX у I періоді, 1,5 % - у II періоді.	<i>Метод:</i> DEA / SFA з використанням довідника капітальних витрат. <i>Вплив:</i> Показник залежить від TOTEX і визначає їх рівень.	Додаткові витрати на Smart Grid не впливають на результати бенчмаркінгу
Норвегія: регулювання базового тарифу	Відсутні	<i>Метод:</i> DEA використовується для розрахунку базового тарифу та включає вартість недовідпуску електроенергії. <i>Вплив:</i> Показник залежить від TOTEX і визначає їх рівень.	Проходять перевірку через НДР та рекомен- довані пілотні проекти. Обсяг витрат: $\leq 0,3\%$ регуляторної бази активів у рік.
Польща: поєднується регулювання верхньої межі доходу та норми прибутку	2,5 % від OPEX	<i>Метод:</i> бенчмаркінг; <i>Вплив:</i> Показник залежить від OPEX і визначає їх рівень. Операційні витрати були пораховані як середнє значення фактичних витрат за попередній період.	Відсутні

Країна: регуляторна система	Вимоги щодо підвищення ефективності витрат		
	Загальні	Індивідуальні	Інвестиції у Smart Grid
Фінляндія: поєднується регулювання верхньої межі доходу та норми прибутку	2,06 % від TOTEX	<i>Метод:</i> StoNED модель. <i>Вплив:</i> вимоги визначаються через контрольовані OPEX, а вартість недовідпуску порівнюється із протяжністю мереж, кількістю споживачів та часткою кабельних мереж.	Окремі НДР можуть бути виключені з контрольованих OPEX: максимум 0,5 % обігу.
Франція: регулювання верхньої межі доходу і цільові обсяги інвестицій	1,7 % від OPEX	Відсутні	Немає даних
Швеція: регулювання верхньої межі доходу	1 % від OPEX	<i>Метод:</i> відсутні вимоги ефективності, але розрахунок дозволених CAPEX здійснюється на базі стандартних витрат. <i>Вплив:</i> Стандартні витрати для визначення CAPEX.	Відсутні

Більш детальний аналіз систем регулювання тарифів на послуги з розподілу електричної енергії у європейських країнах показав, що сьогодні у фокусі регуляторів не так розрахунок величини тарифу, як розроблення стимулів для ОСР підвищувати ефективність витрат та вирішувати актуальні проблеми галузі. Тому, по-перше, немає двох кран із абсолютно однаковим регулюванням сфери розподілу електроенергії, а по-друге, замість традиційних назв «регулювання норми прибутку» або «регулювання верхньої межі доходу» регулятори все частіше використовують поняття «стимулююче регулювання» [76].

В Україні стимулююче регулювання часто ототожнюють з поняттям RAB-регулювання (від англ. Regulatory Asset Base – регуляторна база активів), але це ототожнення є не зовсім коректним, бо RAB-регулювання є лише модифікацією системи регулювання норми прибутку, в якій через тариф на послуги розподілу

відшкодовуються інвестиції ОСР у розвиток системи розподілу (нове будівництво, реконструкцію або технічне переоснащення ЛЕП та ТП):

$$R = AB \cdot r + D + OPEX + Tax, \quad (1.3)$$

де AB – регуляторна база активів; r – норма доходу на регуляторну базу активів; D – амортизація; $OPEX$ – операційні витрати; Tax – податки. Норма доходу r визначається як середньозважена вартість власного та залученого (позикового) капіталу ($WACC$) [8, 84]. Таким чином, RAB-регулювання створює стимули, але не для скорочення операційних чи капітальних витрат ОСР, а навпаки – для залучення ними інвестицій у розвиток системи розподілу.

Аналіз нормативних документів, прийнятих в Україні для запровадження стимулюючого регулювання тарифів на послуги розподілу електроенергії [118, 119, 124-126], показав, що базові складові необхідного доходу (прогнозовані обсяги витрат) є аналогічними до представлених у формулі (1.3), але додатково враховуються витрати, пов'язані з компенсацією ТВЕ:

$$НД = OKB + OHB + BT + A + П + ПП, \quad (1.4)$$

де OKB – операційні контрольовані витрати; OHB – операційні неконтрольовані витрати; BT – витрати на купівлю електроенергії з метою компенсації ТВЕ на її розподіл; A – амортизація; $П$ – прибуток; $ПП$ – податок на прибуток;.

Розрахункова формула OKB має індивідуальний та загальний показники ефективності, проте їх значення встановлено на рівні 0 % (загальний показник ефективності на другий та третій роки першого регуляторного періоду – 1 %). Економія OKB протягом регуляторного періоду залишається у ОСР, що і є стимулом до підвищення ефективності функціонування систем розподілу електроенергії. У розрахунок BT також введено показник ефективності ТВЕ.

Щороку на підставі фактичних даних здійснюється коригування необхідного доходу із врахуванням: цільових показників якості надання послуг, зміни обсягів розподілу електроенергії та кількості умовних одиниць обладнання, виконання зобов'язань щодо витрат на приєднання, порушення

правил ліцензійної діяльності. Серед показників якості надання послуг враховується лише індекс середньої тривалості довгих перерв (*SAIDI*).

У аналітичних оглядах [42, 35, 36] наголошується, що саме ОСР є основним учасником ринку електричної енергії, від якого залежить впровадження технологій Smart Grid. Проте необхідно відзначити, що сам по собі перехід до стимулюючого регулювання зовсім не означає перетворення розподільних електричних мереж України на інтелектуальні електроенергетичні системи, а лише створює передумови для збільшення обсягів нового будівництва, реконструкції та модернізації об'єктів електричних мереж. Аналіз емпіричних даних восьми найбільших європейських комунальних електропостачальників у період з 1985 по 2010 роки показав, що після запровадження стимулюючого регулювання зростання обсягів інвестування у науково-дослідні роботи (НДР) не відбулося [36]. В зазначеній роботі автори відзначають негативний вплив приватизації європейських ОСР на обсяги інвестицій у НДР, про що йдеться також у публікаціях [6, 39]. Разом з тим, результати аналізу інвестиційної діяльності ОСР Німеччини свідчать, що після переходу до стимулюючого регулювання у 2009 році, обсяги інвестицій у розвиток електричних мереж не зменшувалися [9].

Таким чином, впровадження в Україні стимулюючого регулювання є необхідною, але не достатньою умовою для поступового переходу до інтелектуальних електроенергетичних систем, бо як показано в [3, 6, 28 та ін.] потрібні також механізми, що на рівні регулятора створюватимуть стимули для інноваційної діяльності і реалізації пілотних проектів Smart Grid. Серед бар'єрів для впровадження технологій Smart Grid зазначають: значні фінансові витрати, що не завжди супроводжуються достатніми вигодами для ОСР, а також відсутність необхідних знань та інституційних механізмів, що сприятимуть поширенню технологій; серед рекомендацій регуляторам: прийняття різноманітності рішень та поступових змін, впровадження стабільної нормативно-правової бази, узгодження інтересів окремих учасників ринку з усією системою, визначення відповідних правил і збір інформації [31]. Тобто, можемо зробити висновок, що саме від

того, якими будуть контрольні показники і як буде вибудована подальша взаємодія НКРЕКП з ОСР, у значній мірі залежатиме траєкторія розвитку систем розподілу електроенергії в Україні.

Висновки до розділу

У розділі проведено комплексний аналіз проблеми управління ефективністю функціонування систем розподілу електричної енергії України, що дозволив зробити наступні висновки.

1. Аналіз організаційної та виробничої структури ОЕС України показав необхідність управління ефективністю її функціонування на рівні систем розподілу електричної енергії, які не лише безпосередньо пов'язані з кінцевими споживачами електричної енергії, а і забезпечують приєднання розосереджених джерел її вироблення. Наголошено, що основні системи розподілу електричної енергії України розділені між ОСР за адміністративно-територіальним принципом і досить суттєво відрізняються між собою потенціалом скорочення ТВЕ та зростання попиту на послуги розподілу, який необхідно реалізовувати під час розвитку систем розподілу – нового будівництва, реконструкції та технічного переоснащення об'єктів електричних мереж.

2. Ретроспективний аналіз організаційно-управлінських та нормативно-правових аспектів розвитку систем розподілу електричної енергії України дозволив запропонувати модель оцінки впливу на цей процес держави та ринкових механізмів і обґрунтувати, чому лише на сучасному етапі з'явилися передумови для того, щоб розвиток систем розподілу електричної енергії став більш керованим і мав відповідні фінансові ресурси. За допомогою розробленої схеми взаємодії суб'єктів, задіяних у плануванні розвитку систем розподілу електричної енергії, показано, що у подальших дослідженнях необхідно враховувати невизначеність вихідної інформації, а також можливості порівнювати досягнення незалежних операторів систем розподілу.

3. Наголошено, що сьогодні в межах планування розвитку систем розподілу електричної енергії необхідно здійснювати управління ефективністю їх функціонування на основі системного підходу. Комплексний аналіз умов існування такої системи управління допоміг обґрунтувати чотири ключові характеристики систем розподілу електричної енергії України, що визначають ефективність їх функціонування на сучасному етапі: технічний стан, надійність, завантаженість, інноваційність. Підкреслено, що оцінка зміни зазначених характеристик буде використовуватися для подальшого розроблення у даному дослідженні методів, засобів та алгоритмів, які реалізовуватимуть систему управління ефективністю функціонування систем розподілу електричної енергії.

4. Проведено порівняльний аналіз регуляторних систем європейських країн зі співмірними з ОЕС України площею території обслуговування та концентрацією ринку послуг розподілу електричної енергії, зокрема вимог регулятора ринку щодо підвищення ефективності загальних та індивідуальних фінансових витрат ОСР, а також вимог, пов'язаних з інвестиціями у впровадження технологій Smart Grid. Показано, що в рамках стимулюючого регулювання тарифів між ОСР можлива деяка конкуренція за регулювання, засноване на оцінюванні зміни ефективності функціонування систем розподілу електричної енергії.

Основні положення даного розділу опубліковані у наукових працях [70, 73, 76, 111, 145, 151].

РОЗДІЛ 2

МЕТОДИ ОЦІНЮВАННЯ РЕЗУЛЬТАТІВ ДІЯЛЬНОСТІ ОПЕРАТОРІВ СИСТЕМ РОЗПОДІЛУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

2.1 Методи порівняльного аналізу ефективності витрат операторів систем розподілу електроенергії

Із запровадженням стимулюючого регулювання тарифів на послуги розподілу електричної енергії, в економічно розвинених країнах з лібералізованим ринком електроенергії почали активно використовуватися різноманітні методи порівняльного аналізу ефективності витрат ОСР - бенчмаркінгу [3, 21, 8, 22, 26, 24, 25, 13, 20, 33, 30].

Під бенчмаркінгом розуміють порівняння деяких мір фактичної продуктивності (ефективності) з еталонною або бенчмаркінговою продуктивністю [21]. Іншими словами, бенчмаркінг полягає у розробленні конкретних способів вимірювання, за якими оцінюються фінансові витрати ОСР у звітному періоді, співставленні з іншими результатами їх діяльності. Тобто, бенчмаркінг розглядається в якості інструментарію стимулюючого регулювання ОСР, який допомагає регулятору подолати об'єктивно наявну асиметрію інформації про обсяг витрат ОСР, і водночас, у багатьох випадках, є ринковим механізмом мінімального втручання держави у роботу приватних власників електричних мереж [20, 76].

Апробації методів бенчмаркінгу для аналізу ефективності витрат електромережових підприємств Російської Федерації присвячено прикладне дослідження [65]. У ньому авторами було виявлено три проблемні моменти, пов'язані із застосуванням бенчмаркінгу для тарифного регулювання ОСР. По-перше, чутливість результатів розрахунків показників ефективності до вибору методів бенчмаркінгу; по-друге, встановлення тарифів для ОСР (найбільших або найменших), виключених з вибірки, оскільки вони демонстрували

аномальні значення показників; і по-третє, проблема достатності, якості і доступності даних для розрахунків. У зазначеній роботі регулятора було запропоновано для визначення цільових показників ефективності враховувати думку споживачів послуг розподілу електроенергії та інших зацікавлених сторін, щоб краще збалансувати інтереси ОСР та суспільства в цілому [76].

Разом з тим, як було показано у пп. 1.4, у європейських країнах, що мають схожі до ОЕС України характеристики ринку послуг розподілу електричної енергії (табл. 1.3), для встановлення індивідуальних показників ефективності витрат використовують саме методи бенчмаркінгу. Детальний аналіз їх застосування було здійснено у дисертаційному дослідженні R. Cossent [8], і зокрема, запропонована власна класифікація методів бенчмаркінгу на дві групи, з огляду на наявність або відсутність у регулятора ринку достовірної інформації про діяльність ОСР:

Методи «еталону» – базуються на припущенні, що регулятор має достовірну інформацію про особливості функціонування кожної системи розподілу електричної енергії, тому індивідуальні показники ефективності встановлюються для кожного ОСР, незалежно від результатів діяльності інших ОСР. Як правило, цільові значення показників ефективності визначають за результатами моделювання конкретної системи розподілу електроенергії та відповідних оптимізаційних розрахунків, часто із залученням експертів або консультантів.

Методи «чорної скриньки» – методи, у яких регулятор визнає відсутність доступу до об'єктивних даних про роботу ОСР і розглядає систему розподілу як «чорну скриньку» з певним складом вхідних та вихідних змінних параметрів, точно виміряних за допомогою кількісних показників. Ефективність кожного ОСР оцінюється, як правило, шляхом порівняння фактичних досягнень реальних учасників ринку, тому для застосування зазначених методів важливо мати низьку концентрацію ринку, тобто значну кількість незалежних ОСР [18].

До групи методів «еталону» відноситься **метод еталонної мережі**, що застосовується в рамках регуляторної моделі Іспанії (табл. 1.3). Еталонна

мережа є теоретично побудованою моделлю існуючої системи розподілу електричної енергії, яка враховує географічні особливості території обслуговування та технічні обмеження системи і дає можливість регулятору оцінити мінімально можливі обсяги економічних витрат на здійснення розподілу електроенергії. Послідовність дій та обов'язково необхідні вхідні дані для розроблення еталонної мережі показано на рис. 2.1.



Рисунок 2.1 – Алгоритм побудови еталонної мережі [8]

За умови наявності у регулятора усіх зазначених вхідних даних та їх достовірності, метод дозволяє виявити потенціал підвищення ефективності функціонування конкретної системи розподілу та уникнути завищених витрат ОСР на розвиток електричних мереж, тобто оптимізувати капітальні витрати.

У інших країнах, обраних для порівняння (табл. 1.3), регулятор встановлює індивідуальні показники ефективності витрат ОСР методами «чорної скриньки»: DEA, SFA, StoNED. Розглянемо детальніше математичну постановку зазначених методів для задач тарифного регулювання ОСР.

Метод DEA (data envelopment analysis - аналіз оболонки даних) ґрунтується на використанні можливостей лінійного програмування щодо створення непараметричних поверхонь, виходячи з припущення, що всі ОСР мають рівний доступ до однакової кількості одних і тих самих видів ресурсів.

Аналіз здійснюється на підставі порівняння показника фактичної продуктивності кожного об'єкта оцінювання з максимально можливим результатом за даних витрат ресурсів. За еталон приймається об'єкт оцінювання, що має максимальне значення даного показника.

DEA використовується у Норвегії [30] для розрахунку норми витрат C_{j^*} j^* -го ОСР, що має результати y_{rj^*} , витрачаючи ресурси x_{j^*} , оцінені в грошових одиницях, за формулою:

$$\begin{aligned} C_{j^*} &= \sum_{j \neq j^*} \lambda_j x_j \rightarrow \min, \\ \text{за умови } \sum_{j \neq j^*} \lambda_j x_j &\geq y_{rj^*}, \quad \forall r \\ \lambda_j &\geq 0, \quad \forall j. \end{aligned} \quad (2.1)$$

де λ_j - мультиплікатор, який необхідно розрахувати, виходячи із даних спостережень конкретної вибірки об'єктів оцінювання.

Результатами діяльності j^* -го ОСР y_{rj^*} у моделі (2.1) є: обсяг розподіленої електроенергії; кількість споживачів на території обслуговування; протяжність ЛЕП; кількість трансформаторів у обслуговуванні; частка обладнання, суміжного із системою передачі електроенергії; природні фактори (лісиста місцевість, територія узбережжя, сніговий покрив) [76].

Формула (2.1) також може бути представлена у термінах продуктивності P_{j^*} і тоді набуває вигляду:

$$\begin{aligned} P_{j^*} &= \sum_r y_{rj^*} p_{rj^*} \rightarrow \max, \\ \text{за умови } \sum_r y_{rj} p_{rj} &\leq x_j, \quad j \neq j^*, \\ p_{rj^*} &\geq 0, \quad \forall r. \end{aligned} \quad (2.2)$$

де p_{rj^*} - ціни, що відповідають грошовій оцінці ресурсів у формулі (2.1).

Метод SFA (stochastic frontier analysis – стохастичний граничний аналіз) дозволяє спочатку скоригувати витрати окремої компанії з урахуванням

стохастичних факторів, а потім розрахувати коефіцієнти ефективності, використовуючи методи регресійного аналізу.

Тобто, виробнича функція або функція витрат буде представлена у вигляді:

$$Y_i = x_i\beta + (v_i - u_i), \quad i = 1, \dots, N \quad (2.3)$$

де Y_i - результат (або логарифм результату) i -го ОСР; x_i - вектор $k \times 1$ вхідних кількісних змінних i -ї фірми; β - вектор параметрів, що будуть оцінюватися; v_i - випадкові змінні, що розглядаються як невідомі, але описані деяким законом розподілу, і незалежні від змінних u_i ; u_i - невід'ємні випадкові змінні із, як правило, напівнормальним законом розподілу, що розглядаються у якості показників індивідуальної технічної неефективності.

Індивідуальний показник ефективності EFF_i i -го ОСР розраховується за формулою (2.4а) або (2.4б) для логарифмічної та лінійної функції відповідно:

$$EFF_i = \begin{cases} \exp(u_i) \leq 1, & \text{для виробничої функції,} \\ \exp(u_i) \geq 1, & \text{для функції витрат.} \end{cases} \quad (2.4a)$$

$$EFF_i(\text{linear}) = \frac{x_i\beta + u_i}{x_i\beta} \begin{cases} \leq 1, & \text{для виробничої функції,} \\ \geq 1, & \text{для функції витрат.} \end{cases} \quad (2.4b)$$

У Німеччині для регулювання тарифів на послуги ОСР використовується одночасно два варіанти DEA та два варіанти SFA, і цільовий показник встановлюється на рівні найкращого результату чотирьох методів. У якості результату розглядаються повні витрати ОСР, а у якості вхідних змінних низка параметрів, зокрема: протяжність ЛЕП високої, середньої та низької напруги, площа території обслуговування, пікове електричне навантаження на різних рівнях напруги, потужність розосередженої генерації [1, 5, 19].

Метод StoNED (stochastic nonparametric envelopment of data – стохастична непараметрична оболонка даних) фактично є своєрідним поєднанням попередніх – DEA та SFA.

Сутність методу розглянемо на прикладі Фінляндії [27], де використовується регуляторна модель розрахунку витрат, побудована на базі StoNED. Функція витрат представляється залежністю:

$$\ln x = \ln C(y_1, y_2, y_3) + \delta z + u + v, \quad (2.5)$$

де x - повні витрати, що підлягають регулюванню (TOTEX=€1000); C - гранична функція витрат; y_1 - обсяг розподіленої електроенергії (ГВт·год.); y_2 - загальна протяжність електричних мереж (км); y_3 - кількість споживачів; z - частка кабельних ліній; δ - коефіцієнт для змінної z ; u - змінна, що показує неефективність; v - змінна, що показує випадкову похибку.

Важливо відзначити, що до витрат x у формулі (2.5) крім операційних та капітальних витрат включають також вартість недовідпущеної електроенергії, тобто фактично враховується також надійність роботи системи.

Ввівши позначення результуючої похибки $\varepsilon_i = u_i + v_i$, задача формулюється наступним чином:

$$\begin{aligned} \varepsilon_\Sigma &= \sum_{i=1}^n \varepsilon_i^2 \rightarrow \min \\ \text{за умов:} \\ \ln x_i &= \ln \gamma_i + \delta z_i + \varepsilon_i, \forall i \\ \gamma_i &= \beta_{1i} y_{1i} + \beta_{2i} y_{2i} + \beta_{3i} y_{3i}, \forall i \\ \gamma_i &\geq \beta_{1b} y_{1i} + \beta_{2b} y_{2i} + \beta_{3b} y_{3i}, \forall i \\ \beta_{ki} &\geq 0, \forall k = 1, 2, 3; \forall i \end{aligned} \quad (2.6)$$

Коефіцієнти β показують граничні витрати на одержання результатів, причому $(\beta_{1i}, \beta_{2i}, \beta_{3i})$ є специфічними для кожного ОСР, тобто частково враховуються особливості систем розподілу електроенергії.

Розв'язавши оптимізаційну задачу (2.6), переходять до оцінки складових результуючої похибки u_i та v_i , виходячи з припущень про нормальний закон розподілу. Відповідно, очікувана неефективність розраховується за виразом:

$$E(u_i) = \sigma_u \sqrt{2/\pi}, \quad (2.7)$$

де σ_u - середньоквадратичне відхилення неефективності.

Таким чином отримують формули для розрахунку величини граничних витрат та ефективності витрат i -го ОСР:

$$C^{StoNED}(y_{1i}, y_{2i}, y_{3i}) = \gamma_i \times \exp(-\sigma_u \sqrt{2/\pi}), \quad (2.8)$$

$$CE_i = 100\% \times \exp(-u_i). \quad (2.9)$$

Розглянуті методи «чорної скриньки» (DEA, SFA, StoNED) можна назвати економетричними методами, оскільки регулятор ринку застосовує математичні моделі для оцінювання фінансових витрат незалежних ОСР, не заглиблюючись детально у особливості функціонування систем розподілу електричної енергії. При цьому порівнюються, передусім, операційні витрати ОСР, або ж повні витрати у ситуації мінімальної потреби в новому будівництві. Для оцінювання ефективності капітальних витрат ОСР методи «чорної скриньки» адаптувати досить складно, бо їх обсяг залежатиме від технічних особливостей конкретної системи розподілу [76].

Як бачимо, навіть у країнах, що мають схожі характеристики ринку послуг розподілу електроенергії, регуляторні системи суттєво відрізняються. У науковій літературі [152, 5, 8, 27, 33] також немає консенсусу щодо того, які методи бенчмаркінгу краще використовувати – кожен має свої переваги та обмеження, певні вимоги до вихідних даних, детальніше показані у табл. 2.1.

Таблиця 2.1

Аналіз методів порівняльного аналізу ефективності витрат ОСР

Метод	Переваги	Особливості застосування
Економетричні або методи «чорної скриньки»		
DEA	<ul style="list-style-type: none"> - можливість використання множини вхідних та множини вихідних факторів; - функціональна залежність між вхідними та вихідними змінними не є обов'язковою; - одночасно можуть використовуватися вартісні і натуральні показники; - можливість кількісно оцінити ефективність витрат ОСР, а також напрями потенційного підвищення їх ефективності. 	<p><i>Передумови:</i> функція витрат монотонно зростає для всіх вхідних змінних та є опуклою.</p> <p><i>Обмеження:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - високий ступінь спотворення результатів через помилковість або неточність статистичної інформації та специфіку параметрів оцінювання; - значна похибка оцінок у випадку невеликої кількості об'єктів спостереження та/або великого масиву параметрів; - результат суттєво залежить від вибору вхідних та вихідних змінних.

Продовження табл. 2.1

Метод	Переваги	Особливості застосування
SFA	<ul style="list-style-type: none"> - можливість порівнювати фінансові витрати різних ОСР і таким чином оцінити їх економічну ефективність; - можливість відокремити випадкову похибку від неефективності, пов'язаної з діями ОСР. 	<p><i>Передумови:</i> необхідно мати припущення щодо функціональної залежності між вхідними та вихідною змінними, щодо функції розподілу стохастичної похибки.</p> <p><i>Обмеження:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - застосовується лише для аналізу ефективності фінансових витрат.
StoNED	<ul style="list-style-type: none"> - ті самі, що для методу SFA; - не обов'язково мати припущення щодо функціональної залежності між вхідними та вихідною змінними. 	<p><i>Передумови:</i> функція витрат монотонно зростає для всіх вхідних змінних та є опуклою, постійна віддача від масштабу.</p> <p><i>Обмеження:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - застосовується лише для аналізу ефективності фінансових витрат.
Методи «еталону»		
Еталонна мережа	<ul style="list-style-type: none"> - метод дозволяє розрахувати витрати ОСР із максимальним врахуванням топології системи розподілу та особливостей попиту на території обслуговування; - регулятор визначає потенціал скорочення неефективності для кожної системи розподілу; - неефективність може оцінюватися, як окремо показниками фінансових витрат, так і обсягом недовідпуску електроенергії, рівнем ТВЕ тощо. 	<p><i>Передумови:</i> наявність у регулятора детальної моделі кожної системи розподілу (в тому числі технічні параметри ЛЕП, трансформаторів), інформації про режими роботи та навантаження центрів живлення.</p> <p><i>Обмеження:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - жорсткі вимоги щодо обсягу та підготовки вихідних даних; - значні регуляторні зусилля та ризики мікроменеджменту, фактор конкуренції між ОСР зникає; - аналіз ефективності здійснюється лише у фіксований момент часу, тому важливо диференціювати миттєву неефективність від системних помилкових дій ОСР.

За результатами аналізу практики застосування різних методів бенчмаркінгу для тарифного регулювання ОСР у європейських країнах, можемо зробити декілька висновків щодо можливості їх використання НКРЕКП України.

1) Розглянуті методи бенчмаркінгу орієнтовані на розрахунок мінімально можливого обсягу фінансових витрат ОСР і не дають змоги НКРЕКП комплексно оцінити, чи відбулися в результаті понесених витрат зміни ключових характеристик систем розподілу електричної енергії України $Q = \{T; R; L; I\}$ – технічного стану, надійності, завантаженості, інноваційності. Для такої оцінки доцільно розробити окрему модель, що стане додатковим інструментом регулятора у прийнятті рішень щодо стимулюючого регулювання ОСР.

2) Результати розрахунків витрат усіма методами бенчмаркінгу критично залежать від достовірності вихідних даних, але якщо методи «чорної скриньки» працюють з відносно невеликим переліком змінних, то для застосування методів «еталону» регулятору потрібен доступ до значної кількості вхідних параметрів (рис. 2.1), що дуже динамічно змінюються. З огляду на існуючий рівень автоматизації систем розподілу електричної енергії в Україні, для НКРЕКП методи «чорної скриньки» були б більш прийнятними.

2.2 Модель оцінювання результатів діяльності операторів систем розподілу електроенергії в Україні

Модель оцінювання результатів діяльності ОСР, спрямованої на підвищення ефективності функціонування системи розподілу електричної енергії, розробляється із врахуванням ряду передумов.

Передумова 1. Фінансові ресурси, наявні у ОСР у t -му році для забезпечення розвитку системи розподілу (капітальні витрати $CAPEX^t$), обмежені обсягом коштів інвестиційної програми (ІП): $CAPEX^t \leq IP^t$.

Різні ОСР оперують різним обсягом коштів ІП, залежно від потреб конкретної системи розподілу в новому будівництві, реконструкції, технічному переоснащенні об'єктів електричних мереж. Ця потреба виникає за умови наявності одного або декількох із наступних факторів (рис. 2.2): приєднання до системи розподілу нових споживачів або виробників електричної енергії (1); зміна обсягів споживання або вироблення електричної енергії існуючими споживачами

та виробниками (2); необхідність заміни технічно або морально застарілого обладнання об'єктів електромереж (3); зміна вимог споживачів чи регулятора ринку до якості надання послуг з розподілу електроенергії (4) [75].

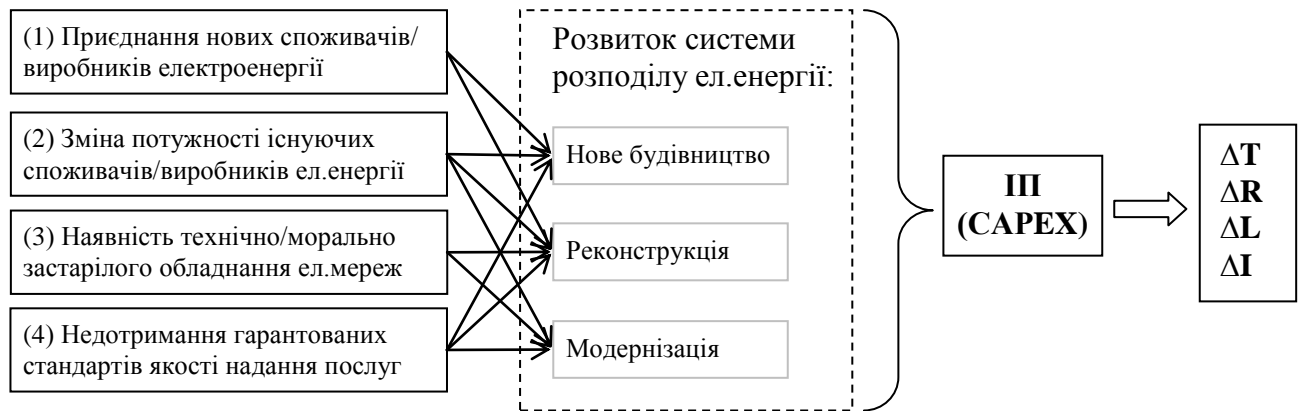


Рисунок 2.2 – Оцінка обсягу витрат ОСР, спрямованих на розвиток системи розподілу електричної енергії

Фактори (1) та (2) пов'язані зі зміною кількісних показників попиту на послуги розподілу електроенергії на території здійснення ліцензійної діяльності. Згідно Кодексу систем розподілу, ОСР не має права відмовити у послугі приєднання до системи розподілу [120], а замовник послуги приєднання сплачує її вартість у затвердженому порядку [122]. Фактор (3) залежить від існуючого технічного стану об'єктів електричних мереж, а також виконання ОСР робіт з ТО та КР у попередніх періодах. Фактор (4), що раніше оцінювався лише недоотриманою вигодою ОСР через перерви у електропостачанні, сьогодні (рис. 1.5, V етап) зумовлений введенням НКРЕКП гарантованих стандартів якості надання послуг згідно [127], включно з компенсаціями споживачам за їх недотримання.

Передумова 2. На ринку електричної енергії України послуги розподілу надають окремі і досить незалежні OCP_i , $i = \overline{1, m}$. (станом на 2018 р. кількість ліцензіатів $m = 35$ [82]).

За умови ретельного опрацювання множини критеріїв оцінювання $K = \{k_{\Delta T}, k_{\Delta R}, k_{\Delta L}, k_{\Delta I}\}$, це дає можливість НКРЕКП порівнювати результати діяльності різних учасників ринку в частині зміни ключових характеристик

систем розподілу електроенергії: технічного стану, надійності, завантаженості, інноваційності.

Передумова 3. Суттєва невизначеність вихідних даних для планування розвитку систем розподілу.

Як уже наголошувалося в п. 1.2, із невизначеністю вихідних даних стикаються і ОСР, отримуючи інформаційні сигнали ринкового середовища, і НКРЕКП, затверджуючи ІП кожного ОСР. З огляду на значну протяжність розподільних електричних мереж в Україні (рис. 1.1) та низький рівень їх автоматизації, регуляторна політика НКРЕКП має вибудовуватися, виходячи із факту наявності асиметрії інформації між регулятором та ОСР, тобто відсутності доступу до повних та об'єктивних даних про функціонування електричних мереж ОСР.

Враховуючи зазначені передумови, модель оцінювання результатів діяльності ОСР на рівні регулятора ринку схематично представимо на рис. 2.3.

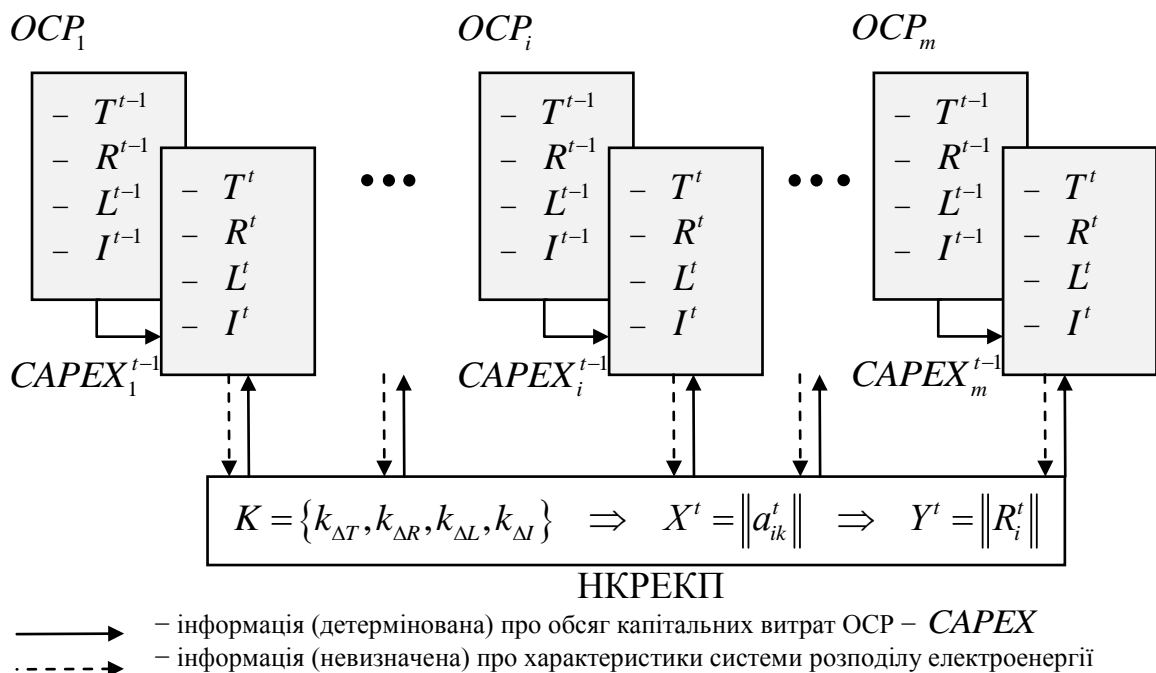


Рисунок 2.3 – Модель оцінювання результатів діяльності ОСР
на рівні регулятора ринку електроенергії

Важливо зазначити, що на рівні окремого ОСР можливе застосування аналогічної моделі оцінювання, оскільки система розподілу електроенергії, як правило, має у складі підрозділи – райони електричних мереж (РЕМ).

Запропонована модель оцінювання результатів діяльності ОСР використовує принцип «чорної скриньки» (рис. 2.4), коли регулятор визначає чи відбулося після реалізації ІП підвищення ефективності функціонування системи розподілу електричної енергії за співвідношенням деякого набору вхідних та вихідних параметрів. Вхідними параметрами (W_{input}) кожної системи розподілу електроенергії S_i у даному випадку є кількісні оцінки факторів (1)-(4), представлених на рис. 2.2, що визначають потребу в розвитку системи розподілу електроенергії на території здійснення ліцензованої діяльності. Результатами реалізації інвестиційної програми ОСР (W_{output}) є зміна ключових характеристик системи розподілу електричної енергії – технічного стану (ΔT), надійності (ΔR), завантаженості (ΔL) та інноваційності (ΔI). При цьому, важливо відокремити вплив на роботу системи розподілу випадкових чинників (U_k), наприклад, пошкодження об'єктів електричних мереж через погодні фактори або втручання сторонніх осіб.

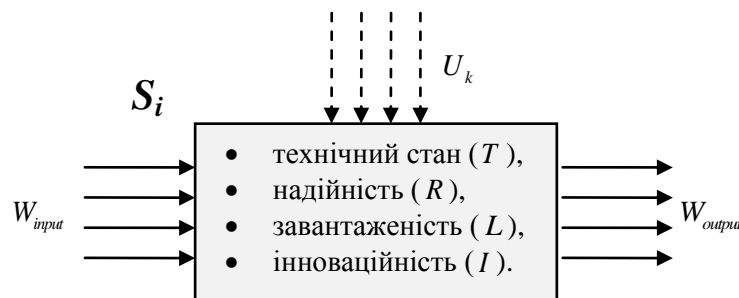


Рисунок 2.4 – Оцінювання зміни ефективності функціонування системи розподілу електричної енергії: модель «чорна скринька»

Оскільки в Україні регулятор ринку щороку узгоджує ІП кожного ОСР, видається доцільним встановлення деяких довгострокових цільових показників за ключовими характеристиками систем розподілу електроенергії $\{T^*; R^*; L^*; I^*\}$, що відповідатимуть Енергетичній стратегії України на період до 2035 року. Таким чином, на державному рівні потенційно з'являється можливість щороку оцінювати прогрес ОСР у досягненні довгострокових цілей щодо підвищення ефективності функціонування систем розподілу: $T_{t-1} \leq T_t \leq T^*$, $R_{t-1} \leq R_t \leq R^*$,

$L_{t-1} \leq L_t \leq L^*$, $I_{t-1} \leq I_t \leq I^*$, тобто проводити моніторинг кожної характеристики відносно показників попереднього року і аналізувати їх зміну у напрямку деякого цільового значення – X^* .

Для встановлення цільових значень $\{T^*; R^*; L^*; I^*\}$ можуть бути використані: по-перше, методи групового оцінювання (або рейтингування), засновані на порівнянні результатів роботи ОСР, представлених на ринку електричної енергії; по-друге, методи формування індивідуальних узагальнених показників ефективності, що передбачають розроблення моделі еталонного або «ідеального» ОСР. Обидві із зазначених груп методів потребують більш детального опрацювання, результати якого представимо у наступних пунктах цього розділу.

2.3 Групове оцінювання ефективності функціонування систем розподілу електроенергії

Під груповим оцінюванням ефективності функціонування систем розподілу будемо розуміти методи, засновані на порівнянні результатів роботи реальних учасників ринку, що реалізується шляхом рейтингування ОСР.

Математичну постановку задачі рейтингування ОСР пропонується сформулювати наступним чином. Множина об'єктів оцінювання OCP_i , $i = \overline{1, m}$, описується з використанням критеріїв K_k , $k = \overline{1, n}$, що разом утворюють зведену двомірну матрицю X показників a_{ik} :

$$X = \|a_{ik}\|, \quad (2.10)$$

де $i = \overline{1, m}$ – номери об'єктів оцінювання OCP_i ; $k = \overline{1, n}$ – номери критеріїв оцінювання K_i ; a_{ik} – значення k -го показника для кожного i -го об'єкта оцінювання.

Рейтингування полягає у агрегуванні показників a_{ik} для кожного об'єкта оцінювання і формуванні одновірної матриці Y рейтингів RE_i :

$$Y = \|RE_i\|, \quad (2.11)$$

Таким чином, *рейтинг* – це комплексна оцінка стану аналізованого об'єкта, яка дає можливість віднести його до певного класу чи категорії. Чайковський А. А. наголошує на універсальності рейтингової оцінки, адже вона визначається шляхом розроблення інтегрального показника, який дозволяє врахувати як кількісні, так і якісні характеристики досліджуваного об'єкта, а також має властивості динамічності та коректування [144].

З іншої сторони, рейтинг використовується для формування впорядкованого переліку кінцевої множини складних систем, побудованого за зменшенням деякої «якості» [102], і у даній роботі такою якістю виступає ефективність функціонування системи розподілу електричної енергії. Тобто рейтингування ОСР крім основної задачі – визначення цільових показників за ключовими характеристиками систем розподілу електроенергії $\{T^*; R^*; L^*; I^*\}$, має ряд додаткових переваг, оскільки дає можливість регулятору:

- *проаналізувати існуючий стан систем розподілу електроенергії* - визначити сильні та слабкі сторони кожного ОСР за ключовими характеристиками;

- *прослідкувати загальні тенденції зміни ефективності функціонування систем розподілу електроенергії* - визначення рейтингу проводиться періодично для відстеження динаміки показників;

- *створити умови для посилення конкурентного середовища* – результати рейтингування мають бути відкритими для усіх учасників оцінювання, тоді орієнтація на кращих дозволить підвищити ефективність роботи усіх ОСР;

- *транслявати державну політику в галузі* – через вибір критеріїв оцінювання та встановлення вагових коефіцієнтів їх значущості визначаються пріоритетні напрямки для розвитку систем розподілу електричної енергії;

- *впровадити систему стимулюючого регулювання* - результати рейтингування можуть слугувати додатковим джерелом інформації для регулятора у прийнятті рішень щодо величини тарифу на послуги розподілу електричної енергії.

Задачі рейтингування енергетичних компаній розглядалися у наукових публікаціях, але стосувалися здебільшого фінансово-економічних аспектів роботи, зокрема Подолець Р. З. запропонував методику рейтингової оцінки інвестиційної привабливості енергопостачальних компаній [112], Костишева Н., Коломієць Р. визначили рейтинг енергопостачальних компаній з точки зору їх роботи на оптовому ринку електроенергії [92], Тищенко А. Н., Петрова Н. Б. побудували рейтинг конкурентоздатності електроенергетичних підприємств [140], Монахова М. та Пшеничников С. за допомогою рейтингів проаналізували економічну ефективність роботи російських компаній електромереж [103], Гасанов Г. Б. використав рейтинги для оцінки енергозбутової діяльності в Республіці Азербайджан [56].

Аналіз зазначених робіт дозволив зробити наступні висновки:

- 1) у кожній конкретній задачі рейтингування розробляються відповідні критерії оцінювання K_i , їх вибір здійснюється із врахуванням двох основних умов: *теоретичної* – значення критеріїв мають відповідати меті оцінювання і відображати найбільш суттєві аспекти діяльності ОСР; *практичної* – дослідники мають орієнтуватися на наявність вихідних даних для розрахунків;
- 2) для побудови рейтингів автори пропонують різні математичні методи, причому в залежності від обраного методу результати рейтингування можуть відрізнятися, що детально показано у монографії [56].

Таким чином, для продовження даного дослідження виникла необхідність більш ретельного аналізу методів рейтингування з метою обґрунтування вибору тих із них, що застосовуватимуться для визначення цільових значень характеристик $\{T^*; R^*; L^*; I^*\}$ систем розподілу електричної енергії.

Існуюча класифікація моделей рейтингового оцінювання за сутністю процедури порівняння [102] диференціювала їх на дві групи: «за шкалою», де кожен об'єкт відносився до певного класу на основі його порівняння з деяким еталоном, та «рангова», що впорядковувала множину об'єктів оцінювання, порівнюючи їх між собою. Разом з тим, у розглянутих вище наукових публікаціях, присвячених рейтингуванню саме енергетичних компаній, методи

шкали не були представлені. Застосовувалися методи ранжування [56] або методи узагальнення множини нормалізованих показників [92, 103, 112, 140], які також передбачають порівняння об'єктів оцінювання між собою, але не використовують рангову шкалу. Тому в даній роботі було запропоновано власну класифікацію методів рейтингування (рис. 2.5), що так само враховує сутність процедури порівняння, але відрізняється більш широким охопленням можливих способів отримання множини рейтингових оцінок.

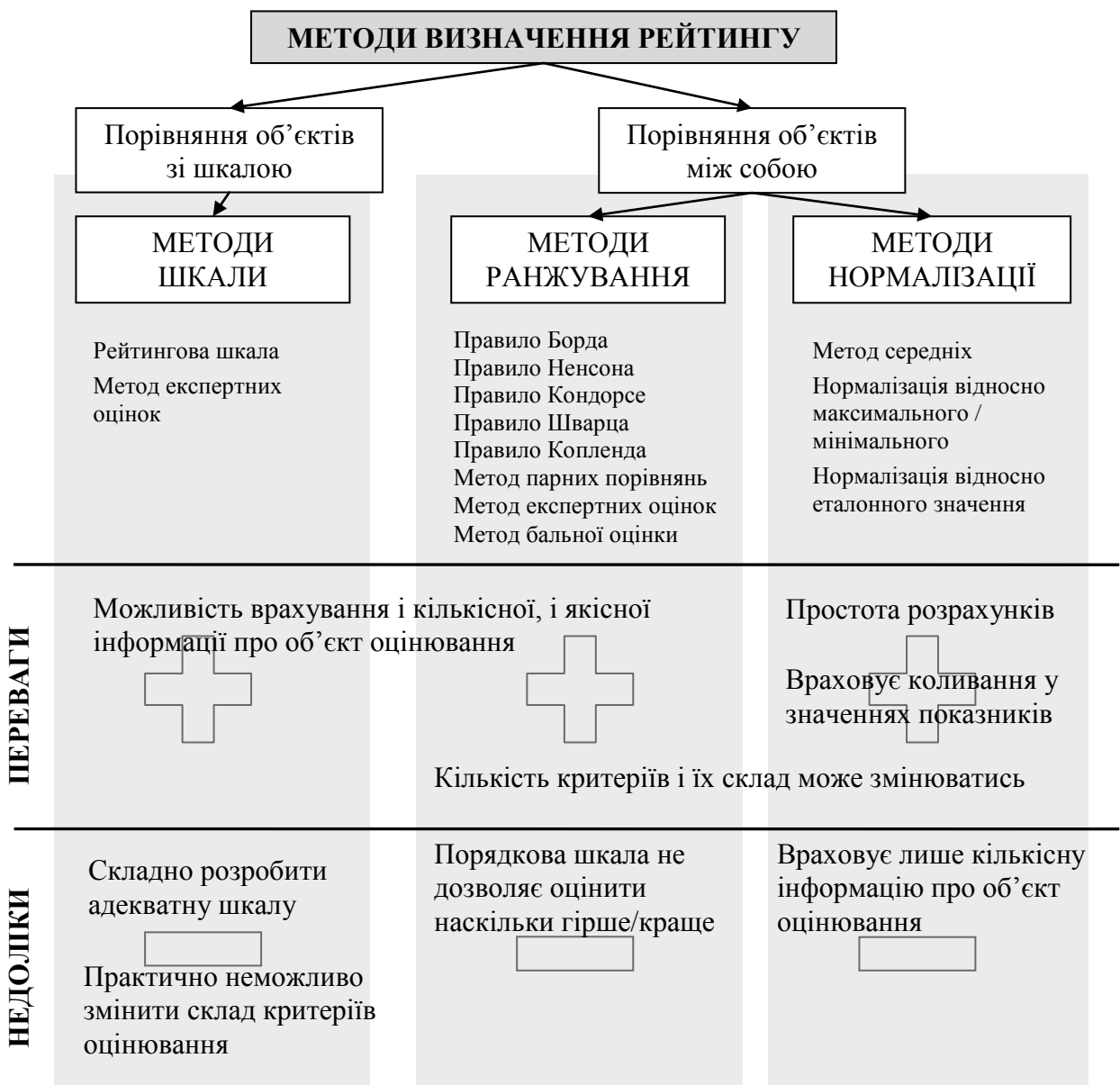


Рисунок 2.5 – Запропонована класифікація методів рейтингування

Запропонована класифікація включає три групи методів рейтингування, які відрізняються способом визначення узагальненого рейтингового показника RE_i :

I група - «методи шкали». Для визначення рейтингу розробляється спеціальна шкала (у вербальній, числовій або ж буквено-символьній формі) з розподілом на кілька категорій від мінімальної оцінки до максимальної; RE_i приймає деяке значення з цього діапазону категорій за наперед встановленими правилами.

II група - «методи ранжування». Засновані на впорядкуванні об'єктів оцінювання від найгіршого до найкращого з присвоєнням балів, відповідно RE_i приймає значення, яке визначається або кількістю об'єктів оцінювання, або кількістю критеріїв оцінювання.

III група - «методи нормалізації». Загальний рейтинг визначається шляхом узагальнення нормалізованих значень показників. На значення RE_i впливає коливання кожного показника від максимального до мінімального.

Кожна група методів має свої переваги та недоліки, коротко представлені на рис. 2.5. Але щоб зрозуміти яким саме методам рейтингування віддавати перевагу для встановлення цільових показників $Q^* = \{T^*; R^*; L^*; I^*\}$, розглянемо типові методи кожної із запропонованих груп.

Методи шкали. Різноманітні рейтингові шкали у буквено-символьній формі знайшли широке застосування у тих сферах, де необхідно спростити прийняття рішень щодо вибору об'єкта з деякої сукупності аналогічних шляхом категоризації усіх елементів цієї множини: для встановлення кредитних рейтингів, оцінювання знань здобувачів освіти, оцінки енергетичної ефективності будівель тощо. Для розроблення рейтингової шкали залучаються експерти, які опрацьовують критерії оцінювання, показники (або індикатори) і складають базу правил, щоб далі за формальними ознаками об'єкт оцінювання можна було віднести до тієї чи іншої категорії.

Таким чином, для встановлення цільових показників Q^* методом шкали необхідно ввести декілька категорій оцінки ефективності (якості) функціонування системи розподілу, формалізувати процедуру оцінювання, за якою кожен $ОСР_i$ відноситься до певної категорії, і далі приймати значення цільових показників на рівні, що відповідає категорії з найвищою оцінкою якості. Оцінювання якості складного об'єкта з використанням вербально-числових шкал ґрунтовно вивчалось в дисертаційному дослідженні Годи О.Ю. [58], де зроблено висновок-рекомендацію, що кількість точок дискретної вербальної шкали при стохастичній арифметизації не повинна перевищувати семи. Тобто для експертів розрізнення більше 6 вербальних категорій практично неможливе, що важливо враховувати у подальших дослідженнях.

Методи ранжування. Результируючий рейтинг RE_i прийматиме одне зі значень порядкової шкали, де 1 (або перший) – найкраща оцінка ефективності функціонування системи розподілу, що дає можливість прийняти цільові показники за характеристиками Q^* на рівні значень, досягнутих лідерами серед реальних учасників ринку електричної енергії – ОСР. Сутність методів ранжування легко зрозуміти на прикладі правил: Борда, Кондорсе, Копленда.

Правило Борда (Borda) – рейтинг RE_i об'єкта оцінювання $ОСР_i$ тим вищий, чим більше значення коефіцієнта Борда $B(RE_i)$, що розраховується у два етапи:

1) Розрахунок часткових коефіцієнтів Борда (B_k) у межах одного k -го критерію. Для i -го об'єкта оцінювання B_{ik} дорівнює кількості ОСР, що мають гірші показники за цим критерієм.

2). Загальний коефіцієнт Борда розраховується як сума часткових коефіцієнтів за усіма критеріями оцінювання:

$$B(RE_i) = \sum_{k=1}^n \rho_k \cdot B_{ik}, \quad i = \overline{1, m}, \quad (2.12)$$

де ρ_k – ступінь важливості критерію.

Правило Кондорсе (Condorcet) – передбачає виконання наступних дій:

1) Попарно порівняти усі об'єкти між собою і у кожній парі визначити кількість критеріїв, за якими перший OCP_q кращий за другого OCP_r . Цю кількість називають співвідношенням Кондорсе і позначають $C(OCP_q, OCP_r)$.

2) Визначити кількість значень $C(OCP_q, OCP_r)$, які відповідають умові:

$$C(OCP_q, OCP_r) \geq (n / 2) + 1, \quad (2.13)$$

де n - кількість критеріїв оцінювання.

Для кожної пари (OCP_q, OCP_r) ця кількість показує ступінь переваги OCP_q над OCP_r . Далі об'єкти оцінювання упорядковують за ступенем переваги.

Правило Копленда (Copeland) – у множині співвідношень Кондорсе $C(OCP_q, OCP_r)$ для кожного об'єкта оцінювання OCP_i знаходять дві підмножини: $U(OCP_i)$ - сукупність «сильніших» та $L(OCP_i)$ - сукупність «слабших» об'єктів. Після чого розраховують коефіцієнт Копленда:

$$Coop(OCP_i) = L(OCP_i) - U(OCP_i) \quad (2.14)$$

ОСР розміщують у порядку зростання зазначених коефіцієнтів.

Методи нормалізації. Так само як і методи ранжування засновані на визначенні цільових показників $\{T^*; R^*; L^*; I^*\}$ за даними «лідера» учасників оцінювання, але результуюча рейтингова оцінка кожного OCP_i формується шляхом узагальнення значної кількості попередньо нормалізованих показників.

Нормалізація дозволяє перейти від іменованих одиниць вимірювання показників до відносних значень, тим самим врахувавши їх різну фізичну природу. Крім того показники, зазвичай, мають різну спрямованість: частина з них орієнтована на підвищення рейтингової оцінки (назвемо їх *підвищувальними показниками* – $k \in K^{\max}$), тобто чим більше значення показника, тим вища ефективність функціонування системи розподілу; інша частина орієнтована на пониження (назвемо їх *знижувальними показниками* – $k \in K^{\min}$) – чим більше значення показника, тим нижчою має бути рейтингова оцінка OCP_i .

Нормалізація показників може здійснюватися різними способами (рис. 2.5), проте зазначена спрямованість обов'язково враховується.

Для прикладу розглянемо розрахункові формули для здійснення нормалізації показників відносно максимального/мінімального значень [56, 112]:

- для нормалізації підвищувальних показників $k \in K^{\max}$:

$$A_{ik} = \frac{a_{ik} - a_{k \min}}{a_{k \max} - a_{k \min}}, \quad k = \overline{1, n}; \quad (2.15a)$$

$$A_{ik} = \frac{a_{ik}}{a_{k \max}}, \quad k = \overline{1, n}, \quad (2.15б)$$

де A_{ik} - нормалізовані значення k -го показника для кожного i -го об'єкта оцінювання; $a_{k \max}, a_{k \min}$ - відповідно максимальне та мінімальне значення k -го показника серед усіх об'єктів оцінювання.

- для нормалізації знижувальних показників $k \in K^{\min}$:

$$A_{ik} = \frac{a_{k \max} - a_{ik}}{a_{k \max} - a_{k \min}}, \quad k = \overline{1, n}; \quad (2.16a)$$

$$A_{ik} = \frac{a_{k \min}}{a_{ik}}, \quad k = \overline{1, n}, \quad (2.16б)$$

Введення літер у формули (2.15) та (2.16) показує варіативність способів нормалізації показників, що зустрічається в науковій літературі. Так само для розрахунку узагальненого рейтингового показника RE_i можуть бути використані формули середнього арифметичного або середнього геометричного:

$$RE_i = \sqrt{\frac{\sum_{k=1}^n (\rho_k \cdot A_{ik})^2}{n}}, \quad i = \overline{1, m}; \quad (2.17a)$$

$$RE_i = \sqrt[n]{\prod_{k=1}^n (\rho_k \cdot A_{ik})}, \quad i = \overline{1, m}, \quad (2.17б)$$

Усі методи рейтингування дозволяють так чи інакше враховувати ступінь важливості критеріїв оцінювання. Необхідність введення коефіцієнтів

значущості для окремих показників виникає, якщо є потреба у диференціації оцінювання за певними напрямками діяльності ОСР. У методах ранжування та методах нормалізації ступінь важливості кожного критерію (ρ_k) виражають коефіцієнтами, для яких справедлива рівність:

$$\sum_{k=1}^n \rho_k = 1, \quad \rho_k > 0. \quad (2.18)$$

У методах шкали вагові коефіцієнти, як правило, показують ступінь впевненості експертів у кожному з правил, за якими об'єкт оцінювання відноситься до тієї чи іншої категорії. У випадку рейтингування ОСР для цілей стимулюючого регулювання тарифів на розподіл електричної енергії видається доцільним також враховувати через вагові коефіцієнти впевненість експертів у можливості НКРЕКП отримати достовірні вихідні дані для проведення оцінки.

Підсумовуючи дослідження методів групового оцінювання для вирішення задачі визначення цільових показників $Q^* = \{T^*; R^*; L^*; I^*\}$ для кожного ОСР можемо зробити висновок, що вибір методу рейтингування залежатиме від обсягу та типу вихідних даних: методи ранжування краще використовувати у випадку аналізу категоріальних (якісних) даних або відсутності значень окремих показників; методи нормалізації добре працюють з числовими (кількісними) даними, незалежно від їх обсягу; методи шкали застосовують у випадку незначної кількості найбільш значущих критеріїв оцінки та можливості скласти правила віднесення об'єкта оцінювання до певної категорії.

Важливо також зазначити, що усі методи рейтингування потребують залучення експертів на етапі розроблення моделі оцінювання, тому результат оцінювання залежатиме від їх компетенції та достовірності вихідних даних. Але не зважаючи на зазначені недоліки рейтингування ОСР, використання групових методів оцінювання ефективності функціонування систем розподілу є важливим чинником для підвищення прозорості роботи ОСР на ринку електричної енергії України та для запровадження стимулюючого регулювання тарифів за послуги розподілу електричної енергії.

2.4 Формування індивідуального узагальненого показника ефективності функціонування системи розподілу

Встановлення цільових показників для кожного ОСР за ключовими характеристиками систем розподілу електричної енергії України $\{T^*; R^*; L^*; I^*\}$ також можливе шляхом формування індивідуальних узагальнених показників ефективності (якості) функціонування. Ідея полягає в оцінюванні існуючого стану конкретної системи розподілу за означеними ключовими характеристиками і фіксуванні цільових значень на дещо вищому відносно існуючого рівні, а також використанні деякого узагальненого – комплексного показника якості (рис. 2.6), який би спрощував прийняття рішень щодо розвитку системи розподілу. Тобто, в даному випадку показник є індивідуальним, оскільки цільові значення для кожного ОСР не залежать безпосередньо від результатів інших учасників оцінювання. Разом з тим, завдяки використанню узагальненого показника якості функціонування регулятор ринку отримує змогу розставити пріоритети серед ключових характеристик систем розподілу, показуючи ОСР, на які саме зміни необхідно спрямовувати капітальні витрати.

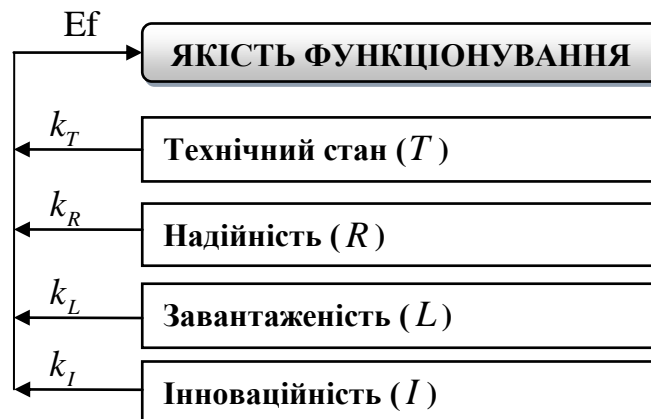


Рисунок 2.6 – Узагальнений показник якості функціонування системи розподілу електричної енергії

Поняття «якість функціонування» по відношенню до розподільних електричних мереж використовувалося у наукових роботах під керівництвом Лежнюка П.Д. [96, 97], де було запропоновано критеріальну модель оцінювання за двома характеристиками – надійність та якість електроенергії. Але

застосування зазначеної моделі у даній роботі неможливе з двох причин: по-перше, відсутня змога врахувати більше двох характеристик систем розподілу; по-друге, критеріальна модель вимагає детальної підготовки вихідних даних про інтенсивність відмов та відновлень, ймовірності перебування системи в кожному із робочих та неробочих станів, на практиці така інформація відсутня не лише у регулятора, а і у ОСР [147]. Тому запропоновано використовувати математичний апарат теорії нечітких множин та нечіткої логіки [66, 50, 98, 114, 155], що не має таких обмежень і разом з тим враховує суттєву невизначеність вихідних даних для планування розвитку систем розподілу (передумова 3, п. 2.2).

Кожен елемент нечіткої множини A характеризується не лише своїм значенням u , а і ступенем приналежності до нечіткої множини $\mu_A(u)$ - числом з діапазону $[0,1]$. Кожна нечітка множина описується за допомогою функції належності, що містить усі пари значень $\mu_A(u)$ та u . Математичний опис і графічне зображення найбільш поширених функцій належності представлено у додатку Б.

Для побудови функцій належності використовують прямі і непрямі методи. Прямі методи – для характеристик, що можуть бути оцінені за допомогою деякої кількісної шкали вимірювань; у цьому випадку експерт або група експертів задають функцію належності, орієнтуючись на власний досвід та знання. Непрямі методи застосовують у випадку відсутності кількісно вимірюваних характеристик, тоді функція належності будується за допомогою попарного порівняння або інших алгоритмічних процедур [93, 98].

Важливою перевагою використання теорії нечітких множин та нечіткої логіки для досліджуваної проблеми є робота з лінгвістичними змінними. Наприклад, характеристики технічного стану груп об'єктів системи розподілу: «добрий», «задовільний», «незадовільний» або «непридатний» будуть описані математично, що дозволить формалізувати процедуру прийняття рішень щодо розвитку системи розподілу і зменшити вплив суб'єктивних факторів, пов'язаних із особами, що приймають рішення (N у формулі 1.1).

Залежність між вхідними змінними X_i та вихідною змінною Y апроксимується на основі лінгвістичних правил $\langle \text{якщо} - \text{то} \rangle$ і логічних операцій над нечіткими множинами, тобто йдеться про формулювання нечіткого логічного висновку, що використовується у різноманітних експертних та управляючих системах. Значний внесок у застосування теорії нечітких множин для вирішення задач управління функціонуванням та розвитком систем розподілу електроенергії зробили вчені П. Я. Екель, В. А. Попов [66, 114, 155].

Типова структура механізму нечіткого логічного висновку складається із декількох основних модулів (рис. 2.7): фазифікатор – перетворює фіксований вектор вхідних змінних X у вектор нечітких множин X ; нечітка база знань – містить інформацію про залежність $Y = f(X)$ у вигляді лінгвістичних правил $\langle \text{якщо} - \text{то} \rangle$; функції належності – використовуються для представлення лінгвістичних термів у вигляді нечітких множин; механізм нечіткого логічного висновку – на основі правил бази знань визначає значення вихідної змінної у вигляді нечіткої множини Y ; дефазифікатор – перетворює вихідну нечітку множину Y в чітке число Y .



Рисунок 2.7 – Структура системи нечіткого логічного висновку [153]

Таким чином, пропонується використовувати процедури нечіткого логічного висновку, розробити узагальнений показник якості функціонування системи розподілу на основі одиничної вербально-числової шкали.

Як уже було зазначено у п. 2.3, кількість вербальних категорій одиничної шкали має не перевищувати шести. Для оцінювання якісних показників у експертних системах добре зарекомендувала себе універсальна вербально-числова шкала Харрінгтона, числові градації якої отримані за результатами аналізу великого масиву статистичних даних [104]. До складу цієї шкали входять змістовний вербальний опис градацій і відповідні числові значення з п'яти інтервалів (E_f): *дуже високий* (ДВ) $E_f \in [0,80; 1,0)$; *високий* (В) $E_f \in [0,64; 0,80)$; *середній* (С) $E_f \in [0,37; 0,64)$; *низький* (Н) $E_f \in [0,20; 0,37)$; *дуже низький* (ДН) $E_f \in [0,00; 0,20)$.

Розроблення і використання нечітких моделей в останні роки суттєво спростилося і набуло більшого поширення завдяки використанню спеціалізованих програмних засобів, зокрема пакету Fuzzy Logic Toolbox обчислювального середовища MATLAB [98, 153].

Модуль Fuzzy Logic Toolbox дозволяє будувати бази знань двох типів: Мамдані та Сугено, детально описані математично у вже згаданих літературних джерелах [98, 153]. Основна відмінність зазначених систем полягає у різних способах представлення вихідної змінної у правилах бази знань. В системах типу Мамдані значення вихідної змінної задаються нечіткими термами згідно виразу (2.19), а в системах типу Сугено – як лінійна комбінація вхідних змінних, формула (2.20):

$$\left(x_1 = a_{1j} \Theta_j x_2 = a_{2j} \Theta_j \dots \Theta_j x_n = a_{nj} \text{ із вагою } w_j \right) \Rightarrow y = d_j, \quad j = \overline{1, m}, \quad (2.19)$$

де Θ_j - одна з двох логічних операцій *I* / *АБО*;

$$\begin{aligned} & \left(x_1 = a_{1j} \Theta_j x_2 = a_{2j} \Theta_j \dots \Theta_j x_n = a_{nj} \right) \Rightarrow \\ & y = b_{j0} + b_{j1}x_1 + b_{j2}x_2 + \dots + b_{jn}x_n, \quad j = \overline{1, m}, \end{aligned} \quad (2.20)$$

де $b_{j0}, b_{j1}, \dots, b_{jn}$ - деякі дійсні числа.

У даній задачі неможливо визначити точну функціональну залежність між вхідними змінними (показники у розрізі ключових характеристик системи розподілу $Q = \{T; R; L; I\}$) та вихідною змінною (якість функціонування – E_f),

тому для формалізації нечіткого висновку про ефективність функціонування системи розподілу електроенергії будемо використовувати алгоритм Мамдані, відповідно уточнена формула (2.19) набуває вигляду:

$$\left(x_T = a_{Tj} \Theta_j x_R = a_{Rj} \Theta_j x_L = a_{Lj} \Theta_j x_I = a_{Ij} \text{ із вагою } w_j\right) \Rightarrow Ef = d_j, \quad j = \overline{1, m}, \quad (2.21)$$

де a_{ij} – нечіткий терм, яким оцінюється вхідна змінна x_i у j -му правилі; d_j – нечіткий терм, яким оцінюється вихідна змінна Ef : ДВ, В, С, Н, ДН; w_j – ваговий коефіцієнт, що показує ступінь впевненості експертів у j -му правилі, $w_j \in (0; 1]$; m – кількість правил у базі знань; Θ_j – одна з двох логічних операцій $I / АБО$.

У програмному модулі Fuzzy Logic Toolbox за замовчуванням встановлено $w_j = 1$, ступінь виконання кожного j -го правила бази знань для вектора вхідних змінних $X^* = (x_1^*, x_2^*, \dots, x_n^*)$ розраховується за формулою:

$$\mu_j(X^*) = w_j \left(\mu_j(x_1^*) \chi_j \mu_j(x_2^*) \chi_j \dots \chi_j \mu_j(x_n^*) \right), \quad j = \overline{1, m}, \quad (2.22)$$

де χ_j - означає: t -норму, реалізовану, як правило, операцією мінімуму, якщо в j -му правилі використовується функція кон'юнкції ($\Theta_j = I$); s -норму, реалізовану, як правило, операцією максимуму, якщо в j -му правилі використовується функція диз'юнкції ($\Theta_j = АБО$).

Результатом нечіткого висновку спочатку є множина нечітких термів d_j вихідної змінної y^* . Перехід до y^* здійснюється за допомогою операцій імплікації та агрегування:

$$d_j^* = \text{imp}(d_j, \mu_j(X^*)), \quad j = \overline{1, m}, \quad (2.23)$$

де imp - імплікація, яка в нечіткому висновку, як правило, реалізується операцією мінімуму, тобто обмеженням функції належності вихідної змінної $\mu_{d_j}(y)$ за рівнем $\mu_j(X^*)$;

$$y^* = \text{agg}(d_1^*, d_2^*, \dots, d_m^*), \quad (2.24)$$

де agg - агрегування нечітких множин, що реалізується, зазвичай, операцією максимуму.

Графічно операції імплікації та агрегування покажемо на рис. 2.8 для випадку двох терм-множин d_1^* та d_2^* .

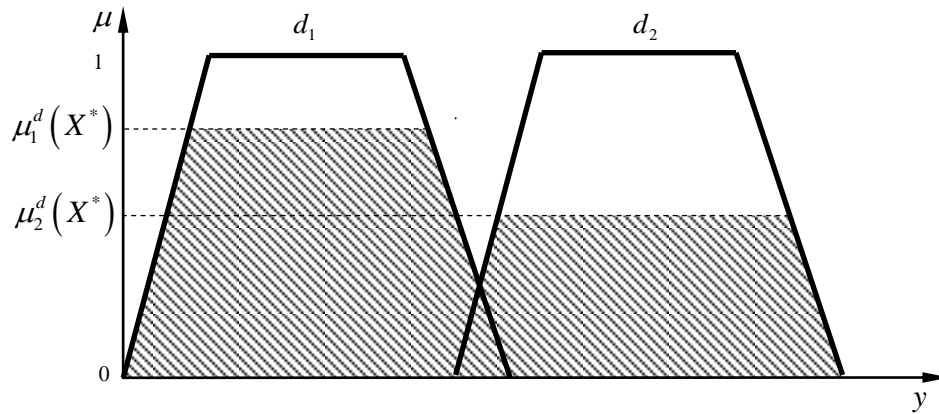


Рисунок 2.8 – Нечіткий висновок за алгоритмом Мамдані:
операції імплікації та агрегування

Таким чином, за допомогою механізму нечіткого логічного висновку може бути формалізована модель визначення якості функціонування об'єкта системи розподілу електричної енергії Ef . Структура моделі згідно рис. 2.7 передбачає обов'язкові складові:

- функції належності $\mu_j(x_i)$ вхідних змінних $x_i \in [\underline{x}_i, \bar{x}_i]$ нечіткому терму a_{ij} , а також функція належності $\mu_{d_j}(Ef)$ вихідної змінної $y \in [\underline{y}, \bar{y}]$ нечіткому терму d_j ;

- база нечітких правил $\langle \text{якщо} - \text{то} \rangle$ з ваговими коефіцієнтами w , яка формалізує правила прийняття управлінських рішень щодо висновку про якість функціонування системи розподілу;

- механізм нечіткого логічного висновку за алгоритмом Мамдані для використання програмного модуля Fuzzy Logic Toolbox.

Рішення щодо усіх компонент запропонованої моделі потребує більш детального опрацювання і буде представлено у третьому розділі даного дослідження.

Висновки до розділу

Розділ присвячено розгляду методів оцінювання результатів діяльності ОСР щодо забезпечення розвитку систем розподілу електроенергії, його основні висновки наступні.

1. Порівняльний аналіз методів бенчмаркінгу, що використовуються в європейських країнах для стимулюючого регулювання тарифів на послуги ОСР, дозволив виявити ряд обмежень для їх застосування в Україні, а саме: неможливість врахування зміни ключових характеристик систем розподілу електричної енергії та відсутність у НКРЕКП технічної можливості отримати достовірну і повну інформацію про їх функціонування. Встановлено, що доцільним є розроблення окремої моделі оцінювання результатів діяльності ОСР, яка стане додатковим інструментом регулятора у прийнятті рішень щодо стимулюючого регулювання тарифів на розподіл електричної енергії.

2. Модель оцінювання результатів діяльності ОСР, розроблена за допомогою формалізації завдань щодо розвитку систем розподілу електроенергії, дозволяє врахувати зміну їх ключових характеристик – технічного стану, завантаженості, надійності та інноваційності, а також передбачає встановлення довгострокових цільових показників $Q^* = \{T^*; R^*; L^*; I^*\}$ методами групового оцінювання (рейтингування) або шляхом формування індивідуальних узагальнених показників ОСР.

3. Удосконалено класифікацію методів групового оцінювання, що на відміну від існуючих використовує в якості класифікаційної ознаки спосіб визначення узагальненого рейтингового показника, що дало можливість виявити три групи методів: методи шкали, методи ранжування та методи нормалізації. Напрацьовано рекомендації щодо вибору методу рейтингування для встановлення довгострокових цільових показників Q^* у залежності від обсягу та типу вихідних даних.

4. Запропоновано узагальнений одиничний показник для оцінювання якості функціонування системи розподілу електричної енергії, що відрізняється

використанням механізму нечіткого логічного висновку за алгоритмом Мамдані, і дає можливість забезпечити встановлення довгострокових цільових показників Q^* індивідуально для кожного ОСР.

Тобто, формалізацію задачі оцінювання результатів діяльності ОСР щодо нового будівництва, реконструкції та технічного переоснащення об'єктів електричних мереж здійснено на базі визначення ефективності функціонування систем розподілу електроенергії у розрізі зміни характеристик технічного стану, надійності, завантаженості та інноваційності на двох рівнях: методами групового оцінювання (рейтингування) ОСР на рівні ОЕС України та шляхом формування узагальнених індивідуальних оцінок на рівні кожного ОСР.

Основні положення даного розділу опубліковані у наукових працях [71, 72, 146, 147]

РОЗДІЛ 3

МЕТОДОЛОГІЧНІ АСПЕКТИ ТА ЗАСОБИ РЕАЛІЗАЦІЇ УПРАВЛІННЯ ЕФЕКТИВНІСТЮ ФУНКЦІОНУВАННЯ СИСТЕМ РОЗПОДІЛУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

3.1 Інформаційне забезпечення системи управління ефективністю функціонування систем розподілу електричної енергії

Система управління ефективністю функціонування систем розподілу електричною енергією має враховувати існуючі інформаційні потоки між ОСР та органами державної влади. ОСР надають звітну інформацію про результати своєї роботи до Міненерговугілля України, до НКРЕКП та до Держенергонагляду (за дорученням профільного міністерства), що має, з однієї сторони, послабити наглядовий тиск на суб'єктів господарювання, а з іншої – посилити відповідальність ОСР за виконання ними умов ліцензійної діяльності. Необхідно також відзначити, що протягом останніх років посилювалися вимоги до ОСР щодо публікування на власних офіційних сайтах інформації про план розвитку системи розподілу, виконання ІП та надання послуг приєднання до електричних мереж новим споживачам електричної енергії [75].

Основним нормативним документом, що регулює звітність ОСР на рівні профільного міністерства, є Наказ Міністерства палива та енергетики України № 352 від 01.07.2008 р. Про затвердження Переліку форм звітності Міністерства палива та енергетики України, введений з метою впорядкування і вдосконалення системи збору, обробки та узагальнення техніко-економічної інформації, необхідної для аналізу функціонування суб'єктів господарської діяльності енергетичної галузі в ринкових умовах незалежно від організаційно-правових форм господарювання [123].

Звітні дані мають обмежений доступ, частина інформації ОСР за 2008-2010 рр. аналізувалася і узагальнювалася автором у складі робочої групи Держенергонагляду України під час виконання науково-практичної роботи «Аналіз статистичної звітності електропередавальних організацій щодо

технічного стану, ремонтно-експлуатаційного обслуговування та розвитку об'єктів розподільчих електричних мереж» (підтверджуючі документи представлено в Додатку Д). Зокрема, оброблялися дані ОСР, надані згідно обов'язкових форм звітності 56-, 58-, 59-, 60- та 61-енерго (табл. 3.1).

Таблиця 3.1

**Характеристика форм звітності Міненерговугілля України,
за якими проводився аналіз звітної інформації ОСР**

Назва форми	Зміст наданої інформації
56-енерго Звіт щодо оцінки технічного стану об'єктів розподільчих електричних мереж	Узагальнена інформація про стан основних груп об'єктів електричних мереж, а саме: ПЛ (110-150 кВ, 35 кВ, 6-20 кВ, та до 1 кВ), ПС (110-150 кВ та 35 кВ), ТП 6-20 кВ, РП 6-20 кВ. <i>Якісна оцінка:</i> у натуральних одиницях за шкалою: «добрий», «задовільний», «незадовільний» та «непридатний». <i>Кількісна оцінка:</i> фактичне та прогнозоване число відключень на 100 км ліній чи на одну ПС (ТП, РП) у рік відповідно до об'єкта оцінювання.
58-енерго Звіт щодо капітального ремонту об'єктів розподільчих електричних мереж	Узагальнена інформація про планові та фактичні обсяги виконання основних видів робіт за групами об'єктів електричних мереж (ПЛ: 110-150 кВ, 35 кВ, 6-20 кВ, та до 1 кВ; ПС: 110-150 кВ та 35 кВ; ТП 6-20 кВ, РП 6-20 кВ): - у натуральних одиницях, - у грошовому обчисленні, - у витратах робочого часу.
59-енерго Звіт щодо технічного обслуговування об'єктів розподільчих електричних мереж	
60-енерго Звіт щодо виконання Програми розвитку електричних мереж	Пооб'єктна інформація про обсяги реконструкції, повної заміни та нового будівництва у натуральних одиницях.
61-енерго Звіт щодо виконання інвестиційної програми з будівництва, модернізації та реконструкції електричних мереж	Пооб'єктна інформація про обсяги реконструкції, повної заміни та нового будівництва у натуральних одиницях. Планові та фактичні обсяги виконання інвестиційної програми в грошовому обчисленні.

Отже, було проаналізовано наявну на момент виконання роботи статистичну звітність ОСР щодо технічного стану, ремонтно-експлуатаційного

обслуговування об'єктів електричних мереж, обсягів виконання Програми розвитку [133] та ІІІ.

1) *Інформація про технічний стан об'єктів електричних мереж.* Узагальнення якісної оцінки технічного стану основних груп об'єктів електричних мереж виконувалося з використанням коефіцієнта дефектності (п. 2.1). Динаміка показників у розрізі основних ОСР України представлена на рис. В.2: в цілому, технічний стан ПЛ 35-110 кВ суттєво не змінився, а ПС 35-110 кВ – дещо погіршився; в електричних мережах напругою 0,4-20 кВ незначною мірою покращився технічний стан ПЛ і погіршився стан ТП (РП), хоча ситуація суттєво відрізняється у різних системах розподілу електроенергії.

Ще більший розрив між ОСР у показниках кількісної характеристики технічного стану (табл. В.1): дані щодо питомої кількості відключень на 100 км ліній у рік відрізняються у десятки і навіть сотні разів, значення мають суперечливий характер, дублюються із року в рік, а часом і взагалі не надаються. Як показано на рис. В.1, кореляційної залежності між кількісними та якісними характеристиками технічного стану також не було виявлено ні для фактичних, ні для прогнозованих показників, величина достовірності апроксимації (R^2) не перевищує 0,01.

2) *Інформація щодо ремонтно-експлуатаційного обслуговування.* У розрізі основних ОСР порівнювалися питомі показники витрат робочого часу на ТО та КР (люд.·год./км), питома вартість робіт (грн./км) та виробіток (грн./люд.·год.) для основних груп об'єктів електричних мереж. Окремі результати порівняльного аналізу ОСР представлені на рис. В.3. Необхідно відзначити, що для обчислення питомих показників коректніше було б використовувати умовні одиниці (у. о.) електричних мереж, це б дозволило врахувати суттєві відмінності у необхідних обсягах робіт. Кореляційної залежності між технічним станом об'єктів електричних мереж та витратами на ТО і КР також не було виявлено (рис. В.4).

3) *Інформація щодо обсягів виконання Програми розвитку та ІІІ.* Аналізувалися обсяги робіт, передбачені програмами, а також планові і

фактичні грошові витрати на їх виконання. Фактичне виконання реконструкції та повної заміни ПЛ за 2008-2010 роки не перевищило 10 тис. км або близько 10 % від обсягів, необхідних за оцінками Програми розвитку на 2007-2011 рр.

Основні висновки за результатами роботи зі звітними даними ОСР:

- інформація за формами статистичної звітності 56-, 57-, 58- та 59-енерго має узагальнений характер за групами об'єктів електричних мереж, що диференціюються за рівнем напруги (табл. 3.1); кореляційної залежності між результатами оцінювання технічного стану об'єктів електричних мереж та обсягами їх ремонтно-експлуатаційного обслуговування не виявлено.

- інформація за формами 60-енерго та 61-енерго – пооб'єктна, а отже, вказується назва і протяжність ЛЕП, номер і встановлена потужність ТП, що були реконструйовані чи збудовані у звітному періоді; але не застосовується геодезична інформаційно-технічна система об'єктів електроенергетики, обов'язкова для визначення плати за приєднання електроустановок [122];

- обсяг накопичених звітних даних ОСР згідно вимог [123] значний, але опрацювання наявної інформації недостатнє, перевірити достовірність наданих ОСР звітних даних практично не можливо.

Іншим джерелом даних про стан систем розподілу електричної енергії є Програми розвитку електричних мереж [110, 133, 134], запроваджені з 2007 р. і наявні у відкритому доступі на сайті Міненерговугілля України. Зазначені Програми містять досить докладну інформацію у розрізі основних ОСР України про кількість ЛЕП і ТП на балансі, їх технічний стан, обсяги капітальних ремонтів, реконструкції та нового будівництва об'єктів електричних мереж.

У межах даного дослідження було проведено порівняльний аналіз даних ОСР щодо технічного стану ЛЕП і ТП у Програмах розвитку різних часових періодів. Як бачимо на рис. 3.1, у першій Програмі розвитку ОСР звітували про значні обсяги ЛЕП, що підлягають реконструкції та заміні. Можна припустити, що власники електричних мереж очікували збільшення фінансування модернізації систем розподілу електричної енергії за рахунок інвестиційної надбавки до тарифу. Регулятор ринку, в свою чергу, не збільшував тариф і

розраховував на інші джерела фінансування Програми: прибуток від ліцензійної діяльності ОСР, залучення кредитних коштів. Це припущення пояснює той факт, що перша Програма розвитку електричних мереж так і не стала дієвим інструментом для приведення стану електричних мереж у відповідність до вимог нормативних документів.

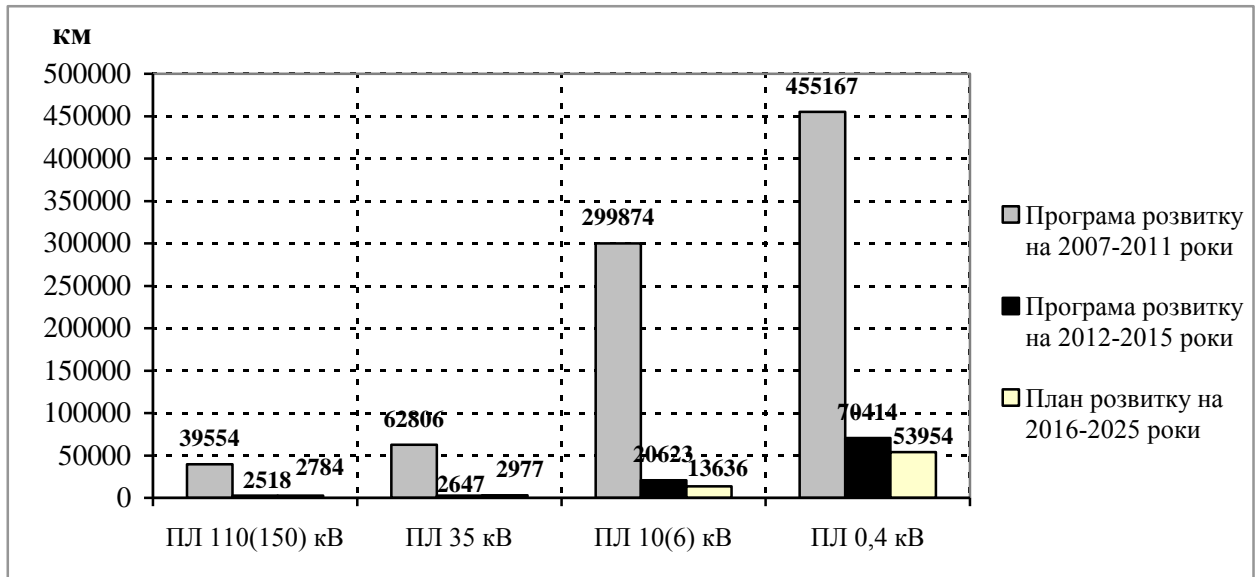


Рисунок 3.1 – Довжина ПЛ, що підлягає реконструкції та повній заміні.
(побудовано за даними Програм розвитку електричних мереж [110, 133, 134])

Хоча фактичні обсяги обслуговування електричних мереж впродовж дії першої Програми не перевищували 46% від потреби, у наступній Програмі ОСР суттєво зменшили кількість ЛЕП, що підлягають реконструкції та заміні в середньому у 15 разів (рис. 3.1). Ці зміни, передусім, свідчать про використання ОСР іншого способу оцінювання технічного стану: орієнтація не на строк експлуатації ЛЕП та ТП, а на надійність їхньої роботи (див. п. 1.3). Але причиною також може бути суб'єктивний характер наданої ОСР узагальненої звітної інформації про технічний стан об'єктів електричних мереж.

Третім (і діючим нині) програмним документом для модернізації систем розподілу електроенергії став План розвитку на 2016-2025 роки. І з огляду на результати оцінки технічного стану ЛЕП (рис. 3.1), у найближчі роки ОСР планують зосередити обмежені фінансові ресурси на модернізації електричних мереж напругою 35-110(150) кВ, адже технічний стан ЛЕП напругою 0,4-10 кВ

знову досить неочікувано, але суттєво покращився, порівняно з оцінками другої Програми розвитку.

Крім звітності на рівні профільного міністерства ОСР звітують перед НКРЕКП як регулятором ринку, але звітні дані, представлені у річних звітах регулятора, погано узгоджуються з даними Плану розвитку на 2016-2025 роки, що добре проілюстровано в табл. В.2.

Таким чином, за результатами аналізу звітних даних ОСР, наданих до профільного міністерства згідно вимог [123], до НКРЕКП та для підготовки усіх трьох Програм розвитку, можемо констатувати проблему – існуюча сьогодні державна система збору, обробки та узагальнення техніко-економічної інформації працює із надмірно узагальненими та суб'єктивними даними ОСР про стан систем розподілу електричної енергії. Ця проблема може бути вирішена шляхом запровадження технологій Smart Grid, зокрема – автоматизації електричних мереж, організації інтелектуального обліку. Дані, отримані у автоматичному режимі, дозволять ОСР приймати більш обґрунтовані управлінські рішення щодо розвитку системи розподілу, а державним органам влади контролювати необхідність витрат ОСР, спрямованих на реалізацію заходів з розвитку системи розподілу.

З огляду на потенційні можливості Smart Grid мати більш достовірну інформацію про функціонування системи розподілу електричної енергії, далі розглянемо інформаційне забезпечення їх розвитку у розрізі визначених раніше чотирьох ключових характеристик систем розподілу: технічний стан, надійність, завантаженість та інноваційність – $Q = \{T; R; L; I\}$.

Звітна інформація Міненерговугілля України частково охоплює усі чотири характеристики систем розподілу (рис. 3.2). Уже згадані в табл. 3.1 форми статистичної звітності дають досить повну інформацію про *технічний стан* системи розподілу, а також про обсяги виконання програм розвитку та ІП, що опосередковано свідчить про обсяг ресурсів, спрямованих на зміну *інноваційності* системи розподілу. У контексті запровадження Smart Grid важливо також врахувати звітні дані за формою 67-енерго про організацію

систем автоматизованого обліку електроенергії та локального устаткування збору і обробки даних. Для аналізу інформації про *надійність* системи розподілу доцільно також враховувати дані двох звітів: «Звіт щодо технологічних порушень цехового обліку на об'єктах розподільчих мереж, які знаходяться в експлуатації (форма 57-енерго) та «Звіт щодо забезпечення нормативного рівня надійності електропостачання споживачів» (форма 63-енерго). *Завантаженість* системи розподілу безпосередньо не оцінюється, проте є дані згідно форми 35-енерго про обсяг споживання електроенергії, 36-енерго про погодинне навантаження у робочий день здійснення режимних замірів, 68-енерго про загальну характеристику за групами споживачів електроенергії (за договорами).

	Технічний стан	Надійність	Завантаженість	Інноваційність
Рівень ОЕС України	56-енерго: технічний стан електромереж, 58-енерго: капітальний ремонт об'єктів електромереж, 59-енерго: технічне обслуговування об'єктів електромереж	11-НКРЕ: показники надійності електропостачання, 57-енерго: технологічні порушення, 63-енерго: забезпечення нормативного рівня надійності Обов'язкова звітність усіх ліцензіатів	35-енерго: споживання електроенергії, 36-енерго: погодинне навантаження у день режимних вимірів, 12-НКРЕ: комерційна якість послуг (звернення про доступ до мереж)	60-енерго: виконання Програми розвитку електромереж, 61-енерго: виконання інвестиційної програми, 67-енерго: організація систем обліку електроенергії
Рівень ОСР	<ul style="list-style-type: none"> • Тривалість використання обладнання, • Пооб'єктна оцінка технічного стану 	<ul style="list-style-type: none"> • Пооб'єктна оцінка наслідків відмов, • Досвід експлуатації обладнання мереж 	<ul style="list-style-type: none"> • Дані диспетчера щодо роботи схеми електромереж, • Однолінійна схема 	<ul style="list-style-type: none"> • Типи використаних інновацій, • Витрати-вигоди реалізованих проектів
	Внутрішня інформація кожного ліцензіата			

Рисунок 3.2 - Результати аналізу інформаційного забезпечення планування розвитку систем розподілу електроенергії

Зі звітних даних, що подаються до НКРЕКП, важливо врахувати інформацію про якість надання послуг згідно вимог Постанови № 374 від 12.06.2018 р. [129]. Інформація за формою 11-НКРЕКП доповнить дані про надійність системи розподілу показниками індексів середньої тривалості (SAIDI) та частоти (SAIFI) довгих перерв в електропостачанні, розрахунковим обсягом недовідпущеної електричної енергії (ENS) та індексом середньої частоти коротких перерв в електропостачанні (MAIFI). Ця інформація

деталізована за чотирма основними рівнями напруги: 110(154) кВ, 27,5-35 кВ, 6-20 кВ, 0,4 кВ та типом населених пунктів (міські чи сільські). Інформація за формою 12-НКРЕКП-розподіл містить дані про звернення споживачів з метою приєднання до електричних мереж системи розподілу, що дає можливість оцінити зростання попиту на послуги з розподілу електроенергії і відповідно спрогнозувати зміну завантаженості.

Підсумовуючи результати аналізу інформаційного забезпечення системи управління ефективністю функціонування систем розподілу електричної енергії, можемо констатувати наступне. Органи державної влади акумулюють значні обсяги звітних даних ОСР, краще опрацьовані за характеристиками систем розподілу «технічний стан» та «надійність», менш формалізовані на даний час за характеристиками «завантаженість» та «інноваційність». Проте необхідно відзначити, що звітність ліцензіатів на державному рівні формується на основі внутрішньої інформації ОСР – більш деталізованої та змістовної (рис. 3.2), і саме ці рівні оцінювання ефективності систем розподілу електроенергії потребують більш детального опрацювання.

3.2 Показники ефективності функціонування систем розподілу електричної енергії на різних рівнях оцінювання

У науковій літературі наголошується, що електроенергетичні системи за структурою, організацією експлуатації та принципами управління відносять до ієрархічних багаторівневих систем, і для електричної мережі виокремлюють три рівні ієрархії [135]: нижній рівень (обладнання, апаратура та конструкції), середній рівень (окремі об'єкти електричної мережі, її фрагменти або вузли), верхній рівень (електрична мережа як єдиний технічний комплекс).

Разом з тим, враховуючи отримані вище результати аналізу інформаційного забезпечення, для цілей управління ефективністю функціонування систем розподілу електричної енергії виокремимо два основні рівні оцінювання: *рівень окремого ОСР*, який в межах виконання ІП забезпечує

розвиток власної системи розподілу, змінюючи характеристики її технічного стану, надійності, завантаженості та інноваційності – $Q = \{T; R; L; I\}$; *рівень ОЕС України*, на якому органами державної влади (рис. 1.6) проводиться аналіз роботи незалежних $ОСР_i$, $i = \overline{1, m}$, і зокрема, регулятор ринку електричної енергії встановлює величину тарифу на послуги розподілу електроенергії.

Далі розглянемо які саме показники використовуються для аналізу інформації про функціонування систем розподілу електричної енергії на кожному з визначених рівнів.

Рівень ОСР. Оцінювання *технічного стану* ЛЕП та ТП напругою до 20 кВ здійснюється для визначення необхідних обсягів ремонтно-експлуатаційних робіт ОСР згідно [100]. «Добрий» технічний стан означає, що об'єкт підлягає технічному обслуговуванню; «задовільний» технічний стан - об'єкт підлягає капітальному ремонту; «незадовільний» технічний стан означає реконструкцію об'єкта, а у випадку «непридатного» технічного стану об'єкт потребує заміни.

Для узагальненої оцінки технічного стану групи об'єктів електричних мереж напругою до 20 кВ використовують коефіцієнт дефектності [100], для ПЛ:

$$k_{\text{деф}} = \frac{0 \cdot L_1 + 0,1 \cdot L_2 + 0,3 \cdot L_3 + 0,6 \cdot L_4}{L_1 + L_2 + L_3 + L_4} \cdot 100 \%, \quad (3.1)$$

де L_1, L_2, L_3, L_4 - сумарні довжини ПЛ, що знаходяться відповідно в доброму, задовільному, незадовільному і непридатному технічному стані, км; 0; 0,1; 0,3; 0,6 – вагові коефіцієнти комплексної якісної оцінки технічного стану.

Коефіцієнт дефектності групи ТП розраховується аналогічно формулі (3.1), враховуючи кількість ТП в доброму, задовільному, незадовільному і непридатному технічному стані.

Для оцінювання технічного стану об'єктів електричних мереж напругою 35-110 кВ використовуються дещо відмінні лінгвістичні оцінки (табл. 3.2), але шкала так само передбачає наявність чотирьох вербальних категорій. Тобто в цілому, коефіцієнт дефектності може бути застосовано в якості узагальненого

показника технічного стану груп об'єктів електричних мереж (ЛЕП та ТП) на кожному з основних рівнів напруги: 110/154 кВ, 27,5-35 кВ, 6-20 кВ та 0,4 кВ, за якими надають звітні дані ОСР.

Таблиця 3.3

Нормативне забезпечення організації оцінювання технічного стану [150]

Група об'єктів електричних мереж	Нормативний документ	Коротка характеристика методології оцінювання
ПЛ 110 – 150 кВ	СОУ-Н ЕЕ 20.571:2007 Оцінка технічного стану повітряних ліній електропередавання напругою від 35 до 750 кВ	Шкала оцінювання: «нормальний», «задовільний», «обмежено працездатний», «аварійний» залежно від наявності дефектів і умов експлуатації
ПЛ 35 кВ		
ПЛ 6 – 20 кВ	СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільчих мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі	<i>Якісна оцінка</i> за шкалою «добрий», «задовільний», «незадовільний» та «непридатний» відповідно до коефіцієнту дефектності. <i>Кількісна оцінка</i> за даними переліку зареєстрованих дефектів
ПЛ до 1 кВ		
ПС 110 – 150 кВ	СОУ-Н ЕЕ 20.572:2006 Методичні вказівки з обстеження металевих і залізобетонних порталів відкритих розподільчих установок напругою 35 - 750 кВ	Дозволяє оцінити лише технічний стан порталів ВРУ. Шкала оцінювання «нормальний», «задовільний», «непридатний до нормальної експлуатації», «аварійний» залежно від наявності дефектів і умов експлуатації
ПС 35 кВ		
ТП 6 – 20 кВ	СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільчих мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі	<i>Якісна оцінка</i> за шкалою «добрий», «задовільний», «незадовільний» та «непридатний» відповідно до коефіцієнту дефектності. <i>Кількісна оцінка</i> за даними переліку зареєстрованих дефектів
РП 6 – 20 кВ		

Для оцінювання *надійності* електропостачання використовуються уже згадані вище узагальнені кількісні показники (табл. 3.4), зафіксовані Постановою НКРЕКП від 12.06.2018 р. № 374 [129]. Важливо зазначити, що у звітній інформації ОСР показники надійності також деталізуються за рівнями напруги: 110/154 кВ, 27,5-35 кВ, 6-20 кВ та 0,4 кВ, проте джерелом інформації про перерви в електропостачанні частіше є паперовий журнал і лише для вузлів системи розподілу електроенергії із автоматизованими системами обліку – електронні бази даних.

Таблиця 3.4

Показники надійності (безперервності) електропостачання [129]

Назва показника	Формула	Методика розрахунку
Індекс середньої тривалості довгих перерв (хв.)	$SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^k t_i \cdot n_i}{n}$	Відношення сумарної тривалості відключень точок продажу електричної енергії внаслідок усіх довгих перерв в електропостачанні за звітний період до загальної кількості точок продажу
Індекс середньої частоти довгих перерв	$SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^k n_i}{n}$	Відношення сумарної кількості відключених точок продажу електричної енергії внаслідок усіх довгих перерв в електропостачанні протягом звітного періоду до загальної кількості точок продажу
Індекс середньої частоти коротких перерв	$MAIFI = \frac{\sum_{j=1}^r n_j}{n}$	Відношення сумарної кількості відключених точок продажу електричної енергії внаслідок усіх коротких перерв в електропостачанні протягом звітного періоду до загальної кількості точок продажу
Розрахунковий обсяг недовідпущеної електроенергії (кВт·год.)	$ENS = \sum_{i=1}^k \frac{n_i^z \cdot t_i \cdot Q^z}{43800}$	Сума добутків кількості відключених точок продажу електричної енергії на тривалість довгої перерви та на середнє споживання електроенергії на відповідному рівні напруги

Показники *завантаженості* систем розподілу електричної енергії у звітних даних ОСР України безпосередньо не використовуються, не зважаючи на надлишкову пропускну спроможність електричних мереж у окремих регіонах (п. 1.3) і відсутність стимулів у ОСР мінімізувати встановлену потужність нових ТП. У якості прикладу показників завантаженості систем розподілу розглянемо два індикатори, що були запропоновані для тарифного регулювання ОСР консорціумом міжнародних агенцій [40]: коефіцієнт використання встановленої потужності трансформаторів TU та коефіцієнт завантаження системи розподілу LF .

$$TU = \frac{W_{\text{відн}}^H \cdot 100\%}{S_{\Sigma} \cdot T}, \quad (3.2)$$

де $W_{\text{відн}}^H$ – обсяг електроенергії, відпущеної на низькому ступені напруги, тис. кВт·год.; S_{Σ} – сума встановленої потужності усіх трансформаторів системи розподілу, МВА; $T = 8760$ год. – тривалість роботи системи розподілу в рік.

Індикатор TU відображає ефективність планування системи розподілу: $TU < TU_{\min}$ означає, що ОСР використовує трансформатори, більшої за необхідну встановленої потужності, тобто завищує капітальні витрати, але якщо $TU > TU_{\max}$ – це може спричинити погіршення надійності.

$$LF = \frac{W_{\text{відн}}}{P_{\max} \cdot T}, \quad (3.3)$$

де $W_{\text{відн}}$ – обсяг відпущеної в мережу електроенергії, тис. кВт·год.; P_{\max} – максимальне навантаження системи розподілу електроенергії (за даними режимних замірів), МВт.

Чим вище значення LF , тим ефективніше використовуються наявні потужності, проте якщо коефіцієнт завантаження системи розподілу наближається до 100 %, це свідчить про обмеження нових приєднань.

З огляду на інформаційне забезпечення розвитку систем розподілу електроенергії (рис. 3.2) значення обох показників завантаженості можемо оцінити лише для ОСР в цілому, без деталізації за рівнями напруги.

Оцінювання інноваційності на рівні ОСР також не виконується, хоча впровадження інновацій усе частіше розглядається як єдиний спосіб підвищення ефективності функціонування систем розподілу електроенергії й створення належних умов для роботи персоналу. Для понять «інновації», «інноваційна діяльність», «інноваційний продукт» будемо використовувати загальні визначення, наведені у Законі України «Про інноваційну діяльність» [130], проте інновації у сфері розподілу електричної енергії мають ряд особливостей, які розглянемо далі.

За класифікацією Г. Менша [29] інновації у сфері розподілу електроенергії можна віднести до «поліпшуючих», тобто це радикальні удосконалення базових існуючих виробництв. Вони не зачіпають основну технологічну схему, але покращують якість функціонування системи розподілу електроенергії, або незначною мірою змінюють елементи технологічного процесу для економії певних ресурсів. Наприклад, заміна застарілого обладнання на більш енергоефективне дозволяє зменшити втрати електроенергії під час її розподілу.

За характером предметного змісту розрізняють види інновацій: технологічні, що стосуються технології виробництва (продуктові та процесні), та нетехнологічні – розробки організаційного, управлінського, правового, соціального, екологічного характеру [48]. Оскільки електрична енергія є стандартизованим товаром, інновації у сфері розподілу електроенергії, перш за все, пов'язані зі зміною технологічних процесів, а не кінцевої продукції. Проте не менше значення в умовах функціонування ринку електричної енергії мають організаційно-управлінські інновації (табл. 3.4) [149].

Слід також зазначити, що ОСР, як правило, не займаються інноваційною діяльністю безпосередньо, а виступають замовником інноваційної продукції, формуючи перелік вимог до параметрів нового обладнання та технологій.

Ще однією особливістю використання інновацій у сфері розподілу електричної енергії є значна чисельність однотипного обладнання та тривалий термін його експлуатації (як правило, понад 20 років), що вимагає зваженого

вибору нововведень, а також врахування досвіду використання подібного обладнання у інших системах розподілу або в енергосистемах інших країн.

Таблиця 3.4

**Класифікація основних видів інновацій у сфері розподілу
електроенергії**

Тип	Перелік інновацій
ТЕХНОЛОГІЧНІ ІННОВАЦІЇ	<p>Впровадження компактної, екологічної та надійної техніки [57], що як правило, не потребує ремонту протягом строку експлуатації:</p> <ul style="list-style-type: none"> –блочних довговічних підстанцій; –економних динамічно стійких трансформаторів з нешихтованими магнітопроводами; –газонаповнених, вакуумних або напівпровідникових комутаційних апаратів; –газонаповнених вимірювальних трансформаторів струму і напруги; –герметизованих ізолюючих конструкцій; –кабелів з ізоляцією із зшитого поліетилену з термоусадними кінцевими і з'єднувальними муфтами; –повітряних ліній електропередачі усіх класів напруги без ізолюючих підвісок з опорами із електроізоляційних матеріалів; –повітряних ліній із самонесучими ізольованими та захищеними проводами; –мікропроцесорних пристроїв релейного захисту і автоматики; –досконалих засобів зв'язку і телемеханіки з оптоволоконними каналами зв'язку.
	<p>Застосування нових способів передачі електричної енергії:</p> <ul style="list-style-type: none"> –кабельні лінії високої напруги з ізоляцією із зшитого поліетилену.
	<p>Автоматизація виробничих процесів:</p> <ul style="list-style-type: none"> –тестування електроустановок у процесі роботи, –локалізація пошкоджень в електроустановках, –управління електроспоживанням, –застосування технологій «smart grid», –широке використання програмного забезпечення для аналізу та обробки значних інформаційних масивів під час прийняття управлінських рішень, –визначення місць виникнення пошкоджень в електроустановках лазерним скануванням, дефектографуванням та ін.

Тип	Перелік інновацій
НЕТЕХНОЛОГІЧНІ ІННОВАЦІЇ	Організаційні нововведення – впровадження нових форм та методів організації та регламентації виробництва, зміни структурних підрозділів, соціальних груп або окремих співробітників компанії
	Управлінські нововведення – зміна методів роботи керівництва ОСР.
	Економічні нововведення – зміни у ціноутворенні, удосконалення оплати праці та оцінки діяльності персоналу.
	Соціальні нововведення – активізація людського потенціалу з метою удосконалення корпоративної культури, у тому числі для забезпечення підтримки технологічних інновацій з боку працівників.
	Маркетингові нововведення – нові форми і методи просування продуктів на ринку, покращення взаємин з клієнтами.
	Юридичні нововведення – удосконалення існуючих та розробка нових нормативних актів та корпоративних норм, що регулюють усі види діяльності ОСР.
	Корпоративні нововведення – нові підходи до процесу управління компанією, у тому числі з метою вирішення конфліктних ситуацій, залучення капіталу для економічного зростання тощо.

З огляду на зазначені особливості інновацій у сфері розподілу електроенергії, інноваційна стратегія має формуватися власником системи розподілу електроенергії (ОСР), орієнтуючись, з однієї сторони, на державну політику в галузі, а з іншої – на потреби і запити користувачів системи розподілу (рис. 3.3).



Рисунок 3.3 – Формування інноваційної стратегії ОСР [149]

Рівень ОЕС України. Показники оцінювання ефективності функціонування системи розподілу електричної енергії, розглянуті для рівня ОСР, можуть використовуватися і для рівня ОЕС України. Проте регулятор ринку електричної енергії, так само як Міністерство енергетики та вугільної промисловості, оперуватимуть лише даними, що були надані ОСР у вигляді форм обов'язкової щорічної звітності.

Аналіз звітних даних ОСР показав, що системи розподілу електроенергії в Україні суттєво відрізняються між собою за складом споживачів, площею та географічними особливостями території обслуговування, протяжністю ЛЕП та співвідношенням між кабельними і повітряними лініями, темпами зростання електричного навантаження та часткою розосередженої генерації [75].

Щоб забезпечити можливість порівняння різних ОСР між собою пропонується виділити групи за густотою розташування споживачів. Для групування використаємо алгоритм кластерного аналізу (міра схожості – Евклідова відстань, метод об'єднання кластерів – повний зв'язок), врахувавши площу території обслуговування та річний обсяг електроспоживання. Результати кластерного аналізу, що виконувався за допомогою програмного комплексу STATISTICA, представлено на рис. 3.4.

За результатами кластерного аналізу пропонується розрізнити п'ять груп ОСР з близькими характеристиками площі території обслуговування та річного обсягу споживання електричної енергії: *міські ОСР* (міста Київ і Севастополь); *малі ОСР* (Чернівецька, Івано-Франківська, Закарпатська і Тернопільська області); *середні ОСР* (Вінницька, Кіровоградська, Сумська, Миколаївська, Львівська, Волинська, Рівненська, Хмельницька, Черкаська, Житомирська, Херсонська та Чернігівська області); *великі ОСР* (Донецька, Запорізька, Луганська, Київська, Полтавська, Одеська, Харківська області та АР Крим); *найбільша ОСР* (Дніпропетровська область).

У випадку застосування зазначених груп, у регулятора ринку електричної енергії з'являється можливість порівнювати значення показника конкретного

ОСР із величинами, що характерні для ОСР тієї самої групи, до якої належить об'єкт оцінювання.

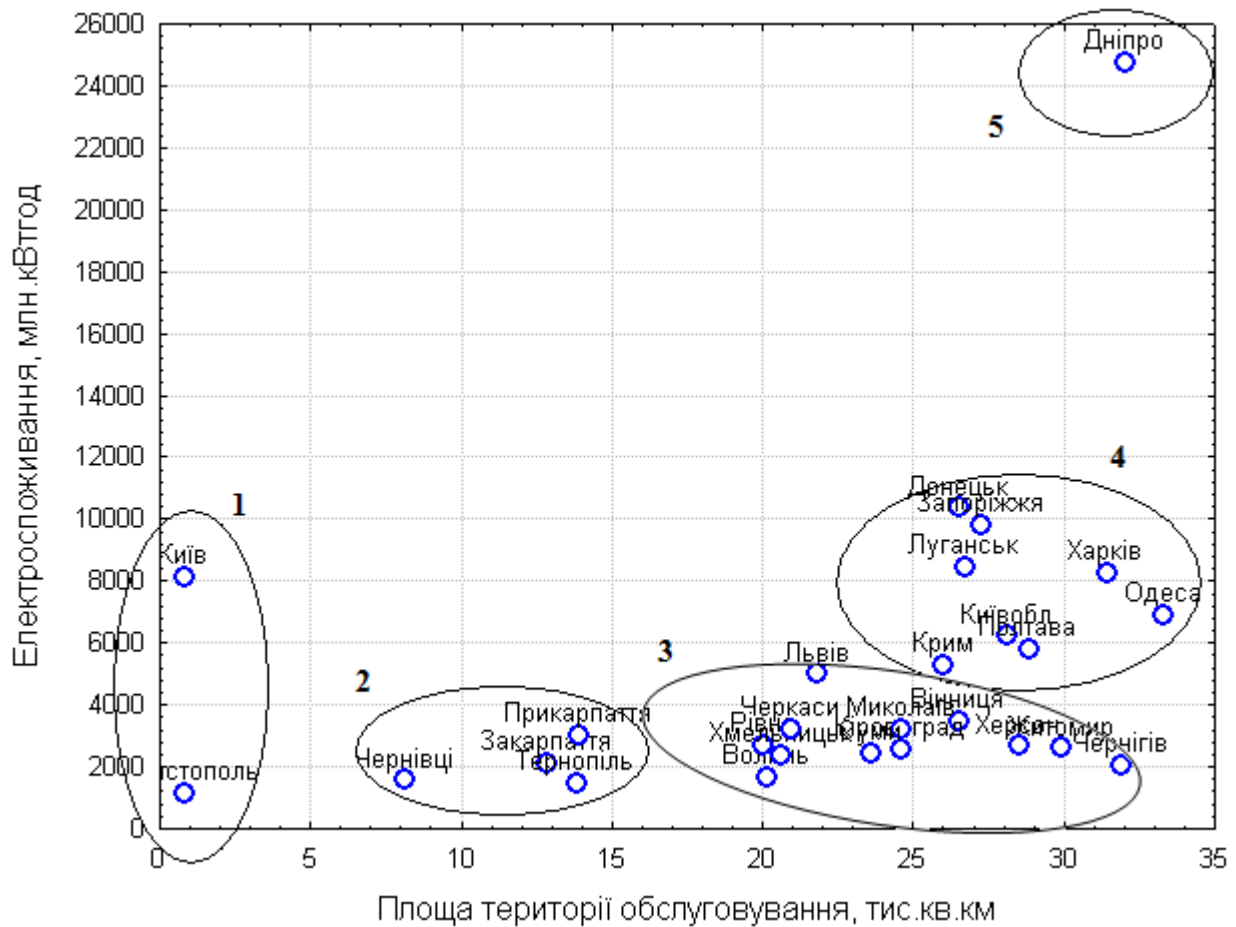


Рисунок 3.4 – Групування основних ОСР України:

1 – міські, 2 – малі, 3 – середні, 4 – великі, 5 – найбільша

Оскільки первинна інформація про функціонування систем розподілу електричної енергії формується на рівні окремих ОСР, регулятору ринку електричної енергії необхідно створити умови для інвестування ОСР у автоматизовані системи обліку електроенергії, щоб надалі мати доступ до більш достовірних даних про функціонування системи розподілу.

На різних рівнях оцінювання ефективності функціонування системи розподілу електроенергії рекомендується використовувати різний математичний інструментарій: індивідуальний показник ефективності функціонування кожної системи розподілу E_f – для рівня окремого ОСР; методи групового оцінювання та формування рейтингу RE_i усіх OCP_i , $i = \overline{1, m}$ – для рівня ОЕС України.

3.3 Критерії оцінювання розвитку систем розподілу електроенергії

Для подальшого використання групових чи індивідуальних методів оцінювання ефективності систем розподілу електричної енергії важливо розробити відповідні критерії оцінювання. У якості критеріїв оцінювання доцільно використовувати відносні чи питомі показники, щоб забезпечити можливість порівняння досягнень різних ОСР на рівні ОЕС України та результатів окремих районів електричних мереж (РЕМ) у межах одного ОСР. І як наголошувалося раніше, значення показників можуть розглядатися у якості критеріїв оцінювання, якщо відстежувати динаміку їх значень.

На основі аналізу інформаційного забезпечення розвитку систем розподілу електричної енергії (див. п. 3.1) та враховуючи показники, що використовуються на рівні ОЕС України і на рівні ОСР, пропонуються наступні критерії оцінювання у розрізі характеристик технічного стану, надійності, завантаженості та інноваційності.

1) Критерії оцінювання технічного стану. Статистична звітність ОСР (56-енерго) дозволяє визначити частку ЛЕП, що підлягають реконструкції та заміні, по відношенню до їх загальної протяжності (k_{T1}) на кожному з основних чотирьох рівнів напруги, і може бути представлена у вигляді системи показників: $k_{T1} = \{k_{T1}^{0,4}, k_{T1}^{10}, k_{T1}^{35}, k_{T1}^{110}\}$. До зазначеного переліку також доцільно включити згаданий вище показник дефектності (формула 3.1), що може використовуватися як для окремого об'єкта системи розподілу, так і для групи об'єктів, зокрема ЛЕП напругою 0,4 кВ або 6-20 кВ.

Аналогічно можна оцінити технічний стан ТП за кількісними показниками (k_{T2}) та за встановленою потужністю (k_{T3}). Щоб застосувати зазначені кількісні параметри у якості критеріїв оцінювання результатів діяльності ОСР, необхідно відслідковувати тенденції зміни показників. Логічно припустити, що зменшення значення параметрів k_{Ti} , порівняно з попереднім роком, означає покращення технічного стану об'єктів електричних мереж відповідного рівня напруги

(табл. 3.5). При цьому, ідеальне значення показників k_{Ti}^* рівне нулю, що означає відсутність на балансі ОСР об'єктів, що потребують реконструкції або заміни.

Таблиця 3.5

Показники і критерії зміни технічного стану k_T

Показники	Застосування у якості критерію розвитку системи розподілу
$k_{T1} = \{k_{T1}^{0,4}, k_{T1}^{10}, k_{T1}^{35}, k_{T1}^{110}, k_{T1}^{def}\}$	$k_{\Delta T1} : k_{T1}^t - k_{T1}^{t-1} < 0$
$k_{T2} = \{k_{T2}^{10}, k_{T2}^{35}, k_{T2}^{110}, k_{T2}^{def}\}$	$k_{\Delta T2} : k_{T2}^t - k_{T2}^{t-1} < 0$
$k_{T3} = \{k_{T3}^{10}, k_{T3}^{35}, k_{T3}^{110}, k_{T3}^{def}\}$	$k_{\Delta T3} : k_{T3}^t - k_{T3}^{t-1} < 0$

У якості додаткових показників економічного спрямування можуть бути використані статистичні дані форм 58-енерго та 59-енерго. Наприклад, грошові витрати ОСР на виконання робіт з ТО та КР по відношенню до загальної кількісної оцінки електричних мереж (в умовних одиницях або загальній протяжності ЛЕП). Напрямку використати зазначені вартісні показники у якості критеріїв розвитку електричних мереж практично неможливо, бо збільшення витрат на обслуговування мереж лише опосередковано свідчить про можливе покращення їх технічного стану.

2) Критерії оцінювання надійності. Важливими даними для оцінювання надійності системи розподілу є показники форми 12-НКРЕ, що розраховуються на різних рівнях напруги та з диференціацією за типом місцевості (міська/сільська). Ряд показників можуть бути використані напряму: індекс середньої тривалості довгих перерв в електропостачанні *SAIDI* (k_{R1}), індекс середньої частоти довгих перерв *SAIFI* (k_{R2}), індекс середньої частоти коротких перерв *MAIFI* (k_{R3}), розрахунковий обсяг недовідпущеної електроенергії *ENS* (k_{R4}), в тому числі відносну частку аварійного недовідпуску електроенергії $k_{R4}^{\%}$. До переліку показників надійності (табл. 3.6) також включено k_{R5} - відношення кількості аварійних відключень в мережах ОСР до загальної протяжності ЛЕП (відкл./100 км).

Таблиця 3.6

Показники і критерії зміни надійності системи розподілу k_R

Показники	Застосування у якості критерію розвитку системи розподілу
$k_{R1} = \{k_{R1}^{0,4c}, k_{R1}^{0,4M}, k_{R1}^{10c}, k_{R1}^{10M}, k_{R1}^{35}, k_{R1}^{110}\}$	$k_{\Delta R1} : k_{R1}^t - k_{R1}^{t-1} < 0$
$k_{R2} = \{k_{R2}^{0,4c}, k_{R2}^{0,4M}, k_{R2}^{10c}, k_{R2}^{10M}, k_{R2}^{35}, k_{R2}^{110}\}$	$k_{\Delta R2} : k_{R2}^t - k_{R2}^{t-1} < 0$
$k_{R3} = \{k_{R3}^{0,4c}, k_{R3}^{0,4M}, k_{R3}^{10c}, k_{R3}^{10M}, k_{R3}^{35}, k_{R3}^{110}\}$	$k_{\Delta R3} : k_{R3}^t - k_{R3}^{t-1} < 0$
$k_{R4} = \{k_{R4}^{0,4c}, k_{R4}^{0,4M}, k_{R4}^{10c}, k_{R4}^{10M}, k_{R4}^{35}, k_{R4}^{110}, k_{R4}^{\%}\}$	$k_{\Delta R4} : k_{R4}^t - k_{R4}^{t-1} < 0$
$k_{R5} = \{k_{R5}^{0,4}, k_{R5}^{10}, k_{R5}^{35}, k_{R5}^{110}\}$	$k_{\Delta R5} : k_{R5}^t - k_{R5}^{t-1} < 0$

Ідеальним значенням для усіх показників надійності k_{Ri}^* є нуль, що означає відсутність будь-яких перерв у роботі системи розподілу електроенергії. Для застосування показників надійності у якості критеріїв оцінювання розвитку систем розподілу пропонуємо відстежувати їх динаміку, тобто зменшення значення параметрів k_{Ri} порівняно із попереднім роком означатиме підвищення надійності системи розподілу.

Перелік критеріїв надійності (табл. 3.6) може доповнюватися на основі показників форми 57-енерго щодо технологічних порушень цехового обліку та форми 63-енерго щодо дотримання нормативного рівня надійності електропостачання споживачів. Питання оптимальної кількості критеріїв надійності потребує додаткового вивчення.

3) Критерії оцінювання завантаженості. У якості показників завантаженості системи розподілу пропонуються два зазначені вище індикатори: коефіцієнт використання встановленої потужності трансформаторів TU (формула (3.2)) та коефіцієнт завантаження системи розподілу LF (формула (3.3)).

Оскільки обидва індикатори TU та LF потребують встановлення оптимальних (цільових) значень для кожної системи розподілу експертним шляхом, необхідно оцінювати відхилення фактичних значень від цільових показниками k_{L1} та k_{L2} відповідно, при цьому індикатори можуть бути

розраховані не лише узагальнено для ОСР в цілому, а і для окремих районів електричних мереж – $k_{Li} = \{k_{Li}^{OCP}; k_{Li}^{PEM1}, k_{Li}^{PEM2}, ..., k_{Li}^{PEMn}\}$ (табл. 3.7).

Таблиця 3.7

Показники і критерії зміни завантаженості системи розподілу k_L

Показники	Застосування у якості критерію розвитку системи розподілу
$k_{L1} = \{k_{L1}^{OCP}; k_{L1}^{PEM1}, k_{L1}^{PEM2}, ..., k_{L1}^{PEMn}\}$	$k_{\Delta L1} : k_{L1}^t - k_{L1}^{t-1} < 0$
$k_{L2} = \{k_{L2}^{OCP}; k_{L2}^{PEM1}, k_{L2}^{PEM2}, ..., k_{L2}^{PEMn}\}$	$k_{\Delta L2} : k_{L2}^t - k_{L2}^{t-1} < 0$

Для застосування запропонованих показників у якості критеріїв зміни завантаженості необхідно щорічно оцінювати чи вдалося скоротити різницю між фактичним та цільовим значеннями показника.

4) Критерії оцінювання інноваційності. Показники інноваційності вводяться з метою оцінити застосування у процесі розвитку систем розподілу новітніх технологій та обладнання. Запропоновано критерії, що відображають оновлення засобів обліку електроенергії, а також нарощування обсягів розосередженої генерації (табл. 3.8).

Таблиця 3.8

Показники і критерії зміни інноваційності системи розподілу k_I

Показники	Застосування у якості критерію розвитку системи розподілу
$k_{I1} = \{k_{I1}^{OCP}; k_{I1}^{PEM1}, k_{I1}^{PEM2}, ..., k_{I1}^{PEMn}\}$	$k_{\Delta I1} : k_{I1}^t \geq k_{I1}^{\min}$
$k_{I2} = \{k_{I2}^{0,4}, k_{I2}^{10}, k_{I2}^{35}, k_{I2}^{110}; k_{I2}^{OCP}; k_{I2}^{PEM1}, ..., k_{I2}^{PEMn}\}$	$k_{\Delta I2} : k_{I2}^t - k_{I2}^{t-1} > 0$
$k_{I3} = \{k_{I3}^{0,4}, k_{I3}^{10}, k_{I3}^{35}, k_{I3}^{110}; k_{I3}^{OCP}; k_{I3}^{PEM1}, ..., k_{I3}^{PEMn}\}$	$k_{\Delta I3} : k_{I3}^t = 1$

Коефіцієнт оновлення засобів обліку (k_{I1}) розраховується як відношення оновлених у поточному році засобів обліку до загальної кількості засобів обліку на балансі ОСР станом на початок року. Чим вище значення показника k_{I1} , тим кращі результати ОСР за поточний рік. Для цього показника немає можливості визначити «ідеальне» значення, проте доцільно встановити деякий

мінімальний поріг k_{I1}^{\min} , наприклад, щорічне оновлення не менше 1% засобів обліку. Оцінювання також може проводитися у розрізі підрозділів ліцензіата (табл. 3.8) зі встановленням різних граничних значень для різних районів електромереж.

Доповнити перший показник доцільно ще одним - k_{I2} - частка точок продажу електроенергії, обладнаних автоматизованими системами обліку. Ідеальне значення показника: $k_{I2}^* = 1$, збільшення значення показника, порівняно із попереднім роком, означає більш повне впровадження автоматизованих систем комерційного обліку електроенергії. Розрахунок можливий і для різних рівнів напруги, і у розрізі районів електромереж.

k_{I3} - частка реалізованих у визначені терміни приєднань до системи розподілу джерел розосередженої генерації, по відношенню до кількості відповідних звернень користувачів системи. Ідеальне значення рівне одиниці $k_{I3}^* = 1$ означає, що усі запити користувачів системи про приєднання до електричних мереж джерел розосередженої генерації у поточному році були задоволені. Чим більшим є значення показника, тим краще ОСР реагує на запити про приєднання.

До переліку також можуть бути додані показники, що відображатимуть використання прогресивних технологій, визначених технічною політикою ОСР. Наприклад, частка нового обладнання, встановленого протягом останнього року для різних рівнів напруги, і у розрізі районів електромереж. Тоді критерієм розвитку системи розподілу буде зростання показника, порівняно із попереднім роком, а ідеальні значення рівні одиниці.

Підсумовуючи запропоновані критерії оцінювання $K = \{k_{\Delta T}, k_{\Delta R}, k_{\Delta L}, k_{\Delta I}\}$ у розрізі ключових характеристик Q можемо зробити наступні висновки.

По-перше, критерії оцінювання частково відображають відмінності ОСР, пов'язані з територією обслуговування, та дозволяють НКРЕКП враховувати їх, аналізуючи і порівнюючи результати діяльності ОСР України.

По-друге, розвиток системи розподілу – багатоцільова задача для ОСР, що охоплює і забезпечення достатньої пропускної спроможності системи, і надійність її функціонування, і скорочення ТВЕ, і ефективність ремонтно-експлуатаційних витрат. Саме *система критеріїв*, що базуються на ключових характеристиках системи розподілу Q , може відобразити комплексність вирішуваної кожним ОСР задачі і забезпечити глибокий аналіз результатів діяльності ліцензіатів.

По-третє, запропоновані критерії максимально враховують існуючу статистичну звітність ОСР, тож їх запровадження не потребує значних регуляторних зусиль. Склад критеріїв оцінювання може змінюватися і доповнюватися з метою забезпечення відповідності тим регуляторним цілям, що визначені як першочергові на конкретному етапі розвитку ОЕС України.

По-четверте, система критеріїв оцінювання сприятиме створенню зрозумілих вимог зі сторони НКРЕКП щодо розвитку систем розподілу електроенергії та акцентуватиме увагу ОСР на пріоритетних напрямках державної політики.

3.4 Засоби управління ефективністю функціонування системи розподілу електричної енергії

Для управління ефективністю функціонування систем розподілу електроенергії на рівні ОЕС України регулятору ринку пропонується впровадити щорічне рейтингування ОСР за показниками зміни ключових характеристик Q . Важливо наголосити на необхідності застосування коефіцієнтів значущості критеріїв оцінювання ρ_k ($\sum_{k=1}^n \rho_k = 1, \rho_k > 0$), які допоможуть регулятору не лише встановити пріоритетність задач і тим самим транслювати державну політику в галузі, а і враховувати фактор достовірності даних шляхом присвоєння вищого значення ρ_k для критеріїв, що розраховані за даними, отриманими в автоматизованому режимі.

Для прийняття управлінських рішень щодо стимулюючого регулювання тарифів на послуги ОСР регулятор ринку оцінюватиме динаміку зміни значень

показників (рис. 3.5) та встановлюватиме довгострокові цілі щодо характеристик систем розподілу Q^* для кожного окремого ОСР.

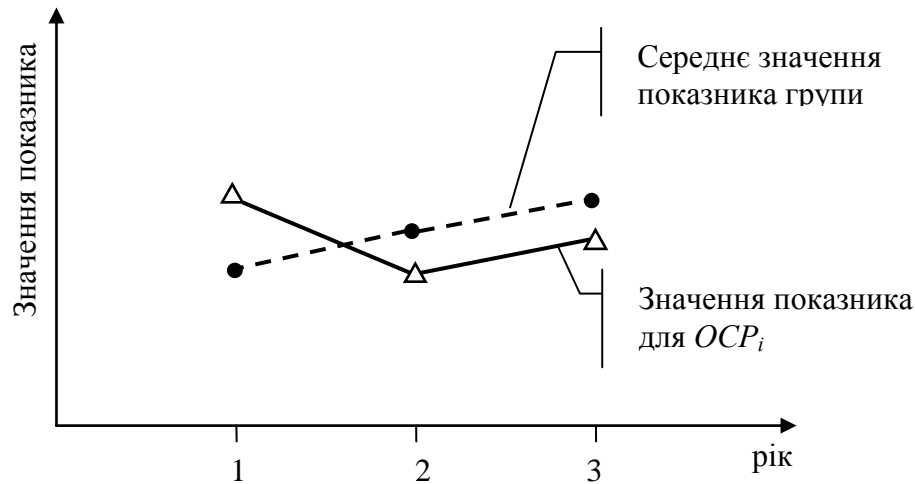


Рисунок 3.5 – Приклад графічної інтерпретації динаміки значень окремого рейтингового показника

На рівні окремого ОСР регулятору ринку пропонується рекомендувати вибір тих заходів до ІП, що забезпечать максимальну зміну ефективності функціонування системи розподілу електроенергії $\Delta Ef(ІП)$:

$$\Delta Ef(ІП) = \Delta Ef[\Delta Q(ІП), CAPEX(ІП), \Delta t(ІП)], \quad (3.5)$$

де $\Delta Q(ІП)$ – зміна характеристик систем розподілу в результаті реалізації ІП; $CAPEX(ІП)$ – сума капітальних витрат ІП; Δt – час, необхідний для реалізації ІП.

Загальна ідеологія розроблення узагальненого показника ефективності (якості) функціонування системи розподілу електричної енергії представлена у п. 2.4. За допомогою теорії нечітких множин та нечіткої логіки формується експертна база правил, яка дозволяє зробити висновок про якість функціонування системи розподілу електроенергії. Для цього необхідно визначити: а) множини вхідних лінгвістичних змінних для кожного з обраних критеріїв k_i ($i = T, R, L, I$), б) множину вихідних лінгвістичних змінних Ef_j ($j = \overline{1, m}$) для вихідної змінної Ef , в) множину правил нечітких продукцій, що відображатимуть зв'язок вхідних та вихідної змінних за співвідношенням (3.6).

$$\begin{aligned}
 T &= F_T(a_{T1}, \dots, a_{T4}), \\
 R &= F_R(a_{R1}, \dots, a_{R4}), \\
 L &= F_L(a_{L1}, \dots, a_{L4}), \\
 I &= F_I(a_{I1}, \dots, a_{I4}), \\
 Ef &= F_{Ef}(T, R, L, I)
 \end{aligned}
 \tag{3.6}$$

а) множини вхідних лінгвістичних змінних

Для початку розглянемо характеристики, які уже достатньо формалізовані з точки зору використання вербальних категорій оцінки: технічний стан та завантаженість.

За результатами попередніх досліджень, у якості терм-множин (a_{T1}, \dots, a_{T4}) лінгвістичної змінної «технічний стан» пропонується використати вже усталені категорії: «непридатний», «незадовільний», «задовільний» та «добрий». На першому етапі розроблення шкали її арифметизацію здійснюватимемо за значеннями сталих множників у формулі коефіцієнта дефектності (табл. 3.9).

Таблиця 3.9

Арифметизація вербальної шкали оцінок за характеристикою технічний стан (T)

Вербальна категорія вхідної лінгвістичної змінної «технічний стан»	Діапазон зміни значення коефіцієнта дефектності k_{def} , %
Непридатний (a_{T1})	$k_{def} \geq 50$
Незадовільний (a_{T2})	$25 \leq k_{def} < 50$
Задовільний (a_{T3})	$k_{def} < 25$
Добрий (a_{T4})	$k_{def} = 0$

Оптимальним рівнем завантаженості об'єктів електричних мереж прийнято вважати 70 %. Якщо завантаження значно перевищує цей поріг виникає загроза порушення надійності роботи електричних мереж у аварійних та ремонтних режимах. Недовантаження (менше 40 %) також негативно характеризує якість функціонування системи розподілу електричної енергії, адже спричиняє зростання ТВЕ на її розподіл. Відповідно, у якості терм-

множин (a_{L1}, \dots, a_{L4}) лінгвістичної змінної «завантаженість» пропонується використати вербальну шкалу оцінки: «недовантажений», «мало завантажений», «оптимально завантажений» та «максимально завантажений» (табл. 3.10).

Таблиця 3.10

**Арифметизація вербальної шкали оцінок за характеристикою
завантаженість (L)**

Вербальна категорія вхідної лінгвістичної змінної «завантаженість»	Діапазон зміни значень коефіцієнта завантаженості k_z , %
Недовантажений (a_{L1})	$k_z \leq 40$
Мало завантажений (a_{L2})	$40 < k_z \leq 60$
Оптимально завантажений (a_{L3})	$60 < k_z \leq 80$
Максимально завантажений (a_{L4})	$k_z > 80$

Для вхідних лінгвістичних змінних «надійність» та «інноваційність» усталених лінгвістичних оцінок не використовується, тому для зазначених змінних пропонуються універсальні вербальні категорії: «низька», «середня», «високий» та «дуже високий» (табл. 3.11).

Таблиця 3.11

**Арифметизація вербальної шкали оцінок за характеристиками
надійність (R) та інноваційність (I)**

Вербальна категорія вхідної лінгвістичної змінної	Діапазон зміни значень показника k_R^H / k_I^H , відн. од.
Низька (a_{R1} / a_{I1})	$k_R^H / k_I^H \leq 0,55$
Середня (a_{R2} / a_{I2})	$0,55 < k_R^H / k_I^H \leq 0,7$
Висока (a_{R3} / a_{I3})	$0,7 < k_R^H / k_I^H \leq 0,8$
Дуже висока (a_{R4} / a_{I4})	$k_R^H / k_I^H > 0,8$

Щоб віднести значення показника k_R або k_I до однієї з чотирьох вербальних категорій необхідно спочатку виконати його нормалізацію відносно мінімального та максимального і відповідно перейти до умовних одиниць в межах від 0 до 1:

$$k_R^H = \frac{k_R - k_R^{\min}}{k_R^{\max} - k_R^{\min}}, \quad (3.7)$$

де k_R^H – нормалізоване значення фактичного показника надійності k_R ; k_R^{\min} – мінімальне значення показника надійності; k_R^{\max} – його максимальне значення.

Далі, вже нормалізовані за формулою (3.7) значення показника k_R^H або k_I^H можуть бути віднесені до конкретної вербальної категорії за запропонованою шкалою арифметизації (табл. 3.11).

Даний спосіб визначення лінгвістичних категорій оцінок є досить універсальним, і може використовуватися, не залежно від того в яких межах змінюються фактичні значення показника.

б) множина вихідної лінгвістичної змінної

Як було зазначено в п. 2.4, для вихідного показника «**якість функціонування**» (Ef) будемо використовувати п'ять терм-множин лінгвістичних змінних за вербально-числовою шкалою Харрінгтона: «*дуже низька*», «*низька*», «*середня*», «*висока*» та «*дуже висока*» з характерними діапазонами зміни показника в межах одиничного відрізка (табл. 3.12).

Таблиця 3.12

Арифметизація вербальної шкали оцінок показника якість функціонування (Ef)

Вербальні категорії вихідної лінгвістичної змінної	Діапазон зміни показника «якість функціонування» Ef
Дуже низька (d_1)	$Ef \in [0,00; 0,20)$
Низька (d_2)	$Ef \in [0,20; 0,37)$
Середня (d_3)	$Ef \in [0,37; 0,64)$
Висока (d_4)	$Ef \in [0,64; 0,80)$
Дуже висока (d_5)	$Ef \in [0,80; 1,0)$

З огляду на використані шкали оцінок (див. табл. 3.9-3.12), для вхідних і для вихідної змінних будемо застосовувати переважно трапецієвидні функції приналежності (Додаток Б). Для вхідної змінної «технічний стан» лінгвістична

оцінка «добрий» (a_{T1}) означає відсутність дефектів ($k_{def} = 0$), тому в даному випадку функція приналежності має бути трикутною.

Загальний вигляд функцій приналежності терм-множин вихідної змінної «якість функціонування» проілюструємо нижче.

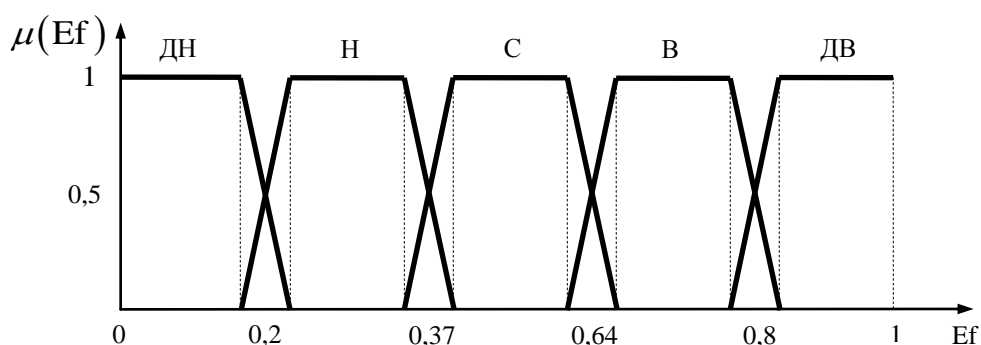


Рисунок 3.6 – Функції приналежності терм-множин (ДН, Н, С, В, ДВ) вихідної змінної «якість функціонування»

в) множина правил нечітких продукцій

Множина правил нечітких продукцій, що відображають зв'язок вхідних та вихідної змінних згідно (3.6), фактично є базою нечітких правил $\langle \text{якщо} - \text{то} \rangle$ з ваговими коефіцієнтами w_j , яка формалізує надання висновку про якість функціонування системи розподілу за алгоритмом Мамдані (розрахункова формула (2.21)). Загальна кількість правил у базі знань залежатиме від кількості вхідних лінгвістичних змінних (табл. 3.13).

Таблиця 3.13

База правил нечіткого логічного висновку про якість функціонування системи розподілу за алгоритмом Мамдані

Значення вхідних лінгвістичних змінних за характеристиками $Q = \{T; R; L; I\}$				Значення d_j вихідної лінгвістичної змінної Ef	Ваговий коефіцієнт правила, w_j
a_{Tj}	a_{Rj}	a_{Lj}	a_{Ij}		
a_{T1}	a_{R1}	a_{L1}	a_{I1}	d_1 (ДН)	1
a_{T1}	a_{R1}	a_{L2}	a_{I1}		1
a_{T1}	a_{R2}	a_{L1}	a_{I1}		1
a_{T1}	a_{R2}	a_{L2}	a_{I1}		1

Продовження табл. 3.13

Значення вхідних лінгвістичних змінних за характеристиками $Q = \{T; R; L; I\}$				Значення d_j вихідної лінгвістичної змінної Ef	Ваговий коефіцієнт правила, w_j
a_{Tj}	a_{Rj}	a_{Lj}	a_{Ij}		
a_{T2}	a_{R1}	a_{L1}	a_{I1}	d_2 (H)	1
a_{T2}	a_{R1}	a_{L2}	a_{I1}		1
a_{T2}	a_{R1}	a_{L4}	a_{I1}		1
a_{T2}	a_{R1}	a_{L1}	a_{I2}		1
a_{T2}	a_{R1}	a_{L2}	a_{I2}		1
a_{T2}	a_{R1}	a_{L4}	a_{I2}		1
a_{T2}	a_{R2}	a_{L1}	a_{I1}		1
a_{T2}	a_{R2}	a_{L2}	a_{I1}		1
a_{T2}	a_{R2}	a_{L4}	a_{I1}		1
a_{T2}	a_{R2}	a_{L1}	a_{I2}		1
a_{T2}	a_{R2}	a_{L2}	a_{I2}		1
a_{T2}	a_{R2}	a_{L4}	a_{I2}		1
a_{T3}	a_{R2}	a_{L2}	a_{I1}	d_3 (C)	1
a_{T3}	a_{R2}	a_{L2}	a_{I3}		1
a_{T3}	a_{R2}	a_{L2}	a_{I2}		1
a_{T3}	a_{R2}	a_{L4}	a_{I3}		1
a_{T3}	a_{R2}	a_{L4}	a_{I2}		1
a_{T3}	a_{R2}	a_{L4}	a_{I1}		1
a_{T3}	a_{R3}	a_{L2}	a_{I1}		1
a_{T3}	a_{R3}	a_{L2}	a_{I3}		1
a_{T3}	a_{R3}	a_{L2}	a_{I2}		1
a_{T3}	a_{R3}	a_{L4}	a_{I3}		1
a_{T3}	a_{R3}	a_{L4}	a_{I2}		1
a_{T3}	a_{R2}	a_{L4}	a_{I1}		1
a_{T4}	a_{R3}	a_{L2}	a_{I2}	d_4 (B)	1
a_{T4}	a_{R3}	a_{L2}	a_{I3}		1
a_{T4}	a_{R3}	a_{L2}	a_{I4}		1
a_{T4}	a_{R3}	a_{L4}	a_{I2}		1
a_{T4}	a_{R3}	a_{L4}	a_{I3}		1

Продовження табл. 3.13

Значення вхідних лінгвістичних змінних за характеристиками $Q = \{T; R; L; I\}$				Значення d_j вихідної лінгвістичної змінної Ef	Ваговий коефіцієнт правила, w_j
a_{Tj}	a_{Rj}	a_{Lj}	a_{Ij}		
a_{T4}	a_{R3}	a_{L4}	a_{I4}	d_4 (В)	1
a_{T4}	a_{R4}	a_{L2}	a_{I3}		1
a_{T4}	a_{R4}	a_{L2}	a_{I4}		1
a_{T4}	a_{R4}	a_{L4}	a_{I3}		1
a_{T4}	a_{R4}	a_{L4}	a_{I4}		1
a_{T4}	a_{R3}	a_{L3}	a_{I3}	d_5 (ДВ)	1
a_{T4}	a_{R3}	a_{L3}	a_{I4}		1
a_{T4}	a_{R4}	a_{L3}	a_{I3}		1
a_{T4}	a_{R4}	a_{L3}	a_{I4}		1

Таким чином, запропонований узагальнений показник якості функціонування системи розподілу оцінюватиметься лінгвістично, у зрозумілій для ОСР і регулятора ринку формі, але при цьому нечіткий логічний висновок про якість функціонування системи розподілу буде формалізованим, що мінімізує вплив суб'єктивних чинників на прийняття рішень регулятором щодо рекомендованих заходів до ІП.

Висновки до розділу

У розділі наведено результати розроблення методологічних аспектів і засобів реалізації управління ефективністю функціонування систем розподілу.

1. За результатами аналізу звітних даних ОСР із обмеженим доступом за 2008-2010 рр. про технічний стан об'єктів електричних мереж, їх ремонтно-експлуатаційне обслуговування, обсяги виконання ІП, а також після обробки інформації, представленої в усіх трьох Програмах розвитку електричних мереж (2007, 2012 та 2016 рр.), виявлено проблему надмірної узагальненості та суб'єктивності даних ОСР, з якими працює державна система збору, обробки та узагальнення техніко-економічної інформації.

2. Існуюче інформаційне забезпечення планування розвитку систем розподілу електричної енергії розглянуто у розрізі ключових характеристик і запропоновано виділити два рівні оцінювання ефективності функціонування систем розподілу: *рівень окремого ОСР*, який в межах виконання ІІ забезпечує розвиток власної системи розподілу, змінюючи характеристики $Q = \{T; R; L; I\}$; *рівень ОЕС України*, на якому органами державної влади проводиться аналіз роботи незалежних $ОСР_i$, $i = \overline{1, m}$, і зокрема, регулятор ринку визначає величину тарифу на розподіл. На різних рівнях оцінювання рекомендовано використовувати різний математичний інструментарій: індивідуальний показник ефективності функціонування кожної системи розподілу E_f – для рівня окремого ОСР; методи групового оцінювання та формування рейтингу RE_i усіх ОСР – для рівня ОЕС України.

3. На основі аналізу існуючого в Україні інформаційного забезпечення планування розвитку систем розподілу електроенергії, запропоновано відкритий перелік показників та критеріїв оцінювання зміни їх характеристик $K = \{k_{\Delta T}, k_{\Delta R}, k_{\Delta L}, k_{\Delta I}\}$.

4. Розроблено математичну модель оцінювання якості функціонування системи розподілу електричної енергії на рівні окремого ОСР, яка базується на використанні математичного апарату нечітких множин та нечіткої логіки (нечіткий логічний висновок за алгоритмом Мамдані) та дозволяє забезпечити прийняття управлінських рішень щодо розвитку систем розподілу в умовах стимулюючого регулювання за формалізованою процедурою, що мінімізує вплив суб'єктивних чинників на прийняття рішень регулятором щодо рекомендації заходів до ІІ.

5. Для управління ефективністю функціонування систем розподілу електроенергії на рівні ОЕС України регулятору ринку запропоновано впровадити щорічне рейтингування ОСР за показниками зміни характеристик Q . Наголошено на важливості застосування коефіцієнтів значущості критеріїв оцінювання ρ_k , які допоможуть регулятору не лише встановити пріоритетність

задач і тим самим транслювати державну політику в галузі, а і враховувати фактор достовірності даних шляхом присвоєння вищого значення ρ_k для критеріїв, що розраховані за даними, отриманими в автоматизованому режимі.

6. Для управління ефективністю функціонування систем розподілу електроенергії на рівні окремого ОСР регулятора ринку запропоновано рекомендувати вибір тих заходів до ІП, що забезпечать максимальну зміну ефективності функціонування системи розподілу електроенергії $\Delta Ef (III)$.

Основні положення даного розділу опубліковані у наукових працях [71, 75, 77, 146, 147, 149, 150]

РОЗДІЛ 4

ЗАСТОСУВАННЯ РОЗРОБЛЕНИХ МОДЕЛЕЙ ТА ЗАСОБІВ В УМОВАХ СТИМУЛЮЮЧОГО РЕГУЛЮВАННЯ

4.1 Удосконалення процесу планування перспективного розвитку систем розподілу електричної енергії

Одним з основних очікуваних результатів підвищення ефективності функціонування систем розподілу електричної енергії є скорочення ТВЕ на її транспортування електричними мережами напругою до 150 кВ, що потребує зміни таких характеристик систем розподілу як технічний стан, завантаженість, інноваційність. Разом з тим, комплексна реалізація заходів, спрямованих на скорочення ТВЕ, (рис. 4.1) має здійснюватися в межах планування перспективного розвитку електромереж із забезпеченням нормативного рівня надійності, що як правило, означає підвищення вартості запроектованої схеми.



Рисунок 4.1 – Аналіз причин зростання ТВЕ на її розподіл
та можливостей щодо їх зниження [73]

Враховуючи суперечність інтересів суб'єктів, що задіяні у плануванні перспективного розвитку систем розподілу (рис. 1.6), доцільним є розроблення для кожного ОСР довгострокового плану (схеми) розвитку на період 5 років (із перспективою 10 років) – проектної документації, в якій обґрунтовуються та визначаються [73]:

- електричні навантаження, зокрема, коефіцієнти зростання цих навантажень і відповідні технічні рішення щодо підвищення пропускної спроможності електричних мереж;
- принципи, технічні та схемні рішення підвищення керованості, надійності функціонування, ефективності та безпечної експлуатації електричних мереж напругою до 150 кВ (наприклад, обґрунтовується доцільність переведення діючих електромереж на більш високий клас напруги);
- технічні параметри об'єктів електричних мереж (ЛЕП і ТП), що передбачені у планах нового будівництва, розширення, реконструкції та технічного переоснащення систем розподілу електроенергії, а також послідовність і черговість нового будівництва та реконструкції.

План перспективного розвитку ОСР містить не лише інформацію щодо нового будівництва, реконструкції і технічного переоснащення об'єктів електричних мереж, а й обов'язкову оцінку необхідних обсягів інвестицій. Його розроблення здійснюється окремо для електричних мереж напругою 35-110 кВ та для електричних мереж напругою 0,4-10 кВ і потребує попередньої інформаційно-аналітичної роботи (рис. 4.2), адже для напрацювання пропозицій щодо розвитку системи розподілу необхідно передусім виявити її слабкі місця. Аналізується як топологія системи розподілу електричної енергії в цілому, так і технічний стан та досвід експлуатації окремих об'єктів електричних мереж (ЛЕП і ТП). Особлива увага має приділятися пілотним проектам використання новітніх технологій та обладнання з метою формування технічної політики ОСР. Важливо також виконати розрахунки усталених режимів роботи системи розподілу електроенергії за існуючого та за прогнозованого рівнів електричних навантажень.



Рисунок 4.2 – Алгоритм розроблення плану перспективного розвитку системи розподілу (мережі 35-110 кВ)

Найбільш поширеними заходами, що передбачаються у планах перспективного розвитку електричних мереж ОСР, є наступні [73]:

1. заміна трансформаторів на більш потужні зі зниженими втратами;
2. установлення других трансформаторів на одотрансформаторних підстанціях з відповідною зміною, за необхідності, схеми підстанції;
3. розширення розподільчих пристроїв підстанцій для додаткових приєднань, в тому числі з переходом на нову схему електричних з'єднань;
4. заміна обладнання підстанцій новим, що відповідає сучасному технічному рівню, встановлення апаратів з підвищеною комутаційною здатністю та обмеження рівнів струмів короткого замикання;
5. встановлення на трансформаторних підстанціях регулюючих пристроїв та джерел реактивної потужності для підвищення пропускної спроможності мережі та зниження рівня втрат електроенергії;
6. автоматизація та телемеханізація підстанцій, заміна або встановлення нових пристроїв релейного захисту та протиаварійної автоматики, диспетчерського та технологічного управління;

7. підвищення пропускної спроможності ділянок мережі, а саме заміна проводів на нові більшого перерізу, підвішування другого кола на існуючих опорах повітряних ліній;

8. в умовах забудови трас повітряних ліній заміна повітряних ліній на кабельні, а також демонтаж зношених повітряних ліній, що втратили своє значення внаслідок появи нових шунтуючих зв'язків;

9. кільцювання мережі всіх класів напруги для забезпечення споживачів двостороннім живленням;

10. заміна дефектних проводів та опор повітряних ліній.

Кожен із заходів зазначеного переліку визначає зміну щонайменше двох ключових характеристик систем розподілу електричної енергії: технічний стан (пункти 1, 3, 4, 6-8, 10), надійність (пункти 2-4, 6, 9, 10), завантаженість (пункти 1-3, 5, 7, 9), інноваційність (пункти 1, 4-6, 8). Це додатково свідчить про комплексність вирішуваної проблеми і доцільність використання індивідуального узагальненого показника ефективності функціонування системи розподілу E_f для вибору тих заходів до інвестиційної програми (ІП), що забезпечать максимальну зміну ефективності функціонування системи розподілу електроенергії ΔE_f (ІП).

Розроблений алгоритм (рис. 4.2) впроваджено як частину нормативного документа «Норми технологічного проектування енергетичних систем і електричних мереж 35 кВ і вище. Норми: СОУ-Н ЕЕ 40.1-00100227-101:2014», затвердженого наказом Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 04.08.2014 р. № 543.

4.2 Розроблення методики рейтингування операторів систем розподілу електричної енергії

Як наголошувалося у п. 2.3, вибір методу рейтингування ОСР визначатиметься обсягом та типом вихідних даних. Для апробації групового

оцінювання ефективності функціонування систем розподілу електроенергії використаємо дані ОСР, наявні у відкритому доступі.

Найбільш повно інформацію про технічний стан, надійність та завантаженість систем розподілу електричної енергії представлено в Плані розвитку розподільних електричних мереж на 2016-2025 роки [110], де є фактичні дані про функціонування основних систем розподілу електроенергії України станом на 2014 рік. Щодо показників технічного стану, то це загальна кількість ЛЕП і ТП на балансі кожного ОСР, а також кількість об'єктів електричних мереж, що підлягають реконструкції та заміні; інформація деталізована за основними рівнями напруги. Також у Плані розвитку наведено окремі дані для розрахунку показників надійності і завантаженості: обсяг аварійного недовідпуску та кількість відключень на 100 км ЛЕП; річний обсяг електроспоживання та пікове навантаження систем розподілу в дні проведення режимних вимірювань.

Зазначена інформація може бути доповнена даними річного звіту НКРЕКП України за 2014 рік [78], а саме: показниками SAIDI для сільських та для міських населених пунктів, звітами ОСР про кількість замінених протягом року засобів обліку, встановлення автоматизованого обліку електричної енергії та локального устаткування збору і обробки даних.

Зведені дані для розрахунку показників ефективності систем розподілу електроенергії основних ОСР України представлено у Додатку Г (рис. Г.1-Г.2). Попередній аналіз наявних даних показав, що не всі показники з раніше запропонованого переліку (табл. 3.5-3.8) буде включено до даного розрахунку. Наприклад, близько половини ОСР не наводять у Плані розвитку оцінку технічного стану ТП з вищою напругою 35-110 кВ, а для ТП 10 кВ повні дані є лише для обчислення показника (k_{T2}), оцінка технічного стану ТП за встановленою потужністю (k_{T3}) не проводилася. Щодо характеристики «надійність», то в зведеній матриці показників (рис. Г.3) враховано лише індекс середньої тривалості довгих перерв в електропостачанні SAIDI (k_{R1}), відносну

частку аварійного недовідпуску електроенергії $k_{R4}^{\%}$ та відношення кількості аварійних відключень в мережах ОСР до загальної протяжності ЛЕП (k_{R5}). Обидва показники завантаженості (k_L) розраховано узагальнено для ОСР в цілому, так само як і показники інноваційності: коефіцієнт оновлення засобів обліку (k_{I1}) та частка точок продажу електроенергії, обладнаних автоматизованими системами обліку (k_{I2}).

Результати обробки даних зведеної матриці показників представлено в табл. 4.1. За своєю спрямованістю лише показники інноваційності орієнтовані на підвищення рейтингової оцінки ОСР ($k \in K^{\max}$), усі інші є знижувальними показниками ($k \in K^{\min}$), у тому числі показники завантаженості, бо оцінюється відхилення індикаторів від цільових значень.

Таблиця 4.1

Обробка зведеної матриці показників для групового оцінювання ОСР

Показник оцінювання			Одиниці виміру	Спрямованість (K^{\max} / K^{\min})	Значення показника оцінювання a_k	
					$\overline{a_k}$	$a_{k \min} \div a_{k \max}$
k_T	k_{T1}	k_{T1}^{110}	%	min	6,5	0÷52,1
		k_{T1}^{35}	%	min	7,6	0÷74,4
		k_{T1}^{10}	%	min	6,9	1,3÷21,5
		$k_{T1}^{0,4}$	%	min	1,4	0,5÷30,3
	k_{T2}	k_{T2}^{10}	%	min	17,2	1,5÷41,8
k_R	k_{R1}	$k_{R1}^{(0,4-20)c}$	ХВ.	min	346,9	98,9÷1107,3
		$k_{R1}^{(0,4-20).м}$	ХВ.	min	716,7	71,1÷1602,8
	k_{R4}	$k_{R4}^{\%}$	%	min	5,5	0÷23,5
	k_{R5}	k_{R5}^{35-110}	од./100 км	min	20,4	0,2÷87,2
k_L	k_{L1}	k_{L1}^{OCP}	%	min	6,2	0,6÷8,8
	k_{L2}	k_{L2}^{OCP}	відн.од.	min	0,1	0÷0,5
k_I	k_{I1}	k_{I1}^{OCP}	%	max	5,34	0,1÷13,3
	k_{I2}	k_{I2}^{OCP}	%	max	75,9	19,6÷100

Цільові значення коефіцієнта використання встановленої потужності трансформаторів (TU) встановлювалися в межах груп ОСР (див. рис. 3.4):

вищий TU для великих ОСР, нижчий – для малих. Цільове значення коефіцієнта завантаження системи розподілу прийнято однаковим: $LF = 0,7$.

Хоча до зведеної матриці увійшли не всі показники, їх кількість досить значна і це числові дані. Згідно рекомендацій щодо вибору методу групового оцінювання (див. п. 2.4), було прийнято рішення здійснювати рейтингування ОСР шляхом узагальнення нормалізованих показників.

Послідовність розрахунку рейтингових оцінок ОСР $Y = \|RE_i\|$ методом нормалізації представлено на рис. 4.3. Дані зведеної матриці показників спочатку нормалізуються за формулами (2.15а) та (2.16а). Матриця показників після нормалізації наведена у додатках (рис. Г.4). Далі, оскільки за кожною з характеристик систем розподілу $Q = \{T; R; L; I\}$ використовується два і більше показника, їх значення узагальнюються за формулою (2.17а). Результируюча рейтингова оцінка ОСР формується як сума значень чотирьох компонент із врахуванням коефіцієнтів значущості кожної.

1	Формування зведеної матриці показників: $X = \ a_{ik}\ , i = \overline{1, m}, k = \overline{1, n}$
2	Нормалізація значень показників: $A_{ik} = \begin{cases} \frac{a_{ik} - a_{k\min}}{a_{k\max} - a_{k\min}}, & \text{якщо } k \in K^{\max} \\ \frac{a_{k\max} - a_{ik}}{a_{k\max} - a_{k\min}}, & \text{якщо } k \in K^{\min} \end{cases}, \quad k = \overline{1, n}$
3	Узагальнення нормалізованих показників у межах ключових характеристик: $RE_{iQ} = \sqrt{\left(\sum_{k=1}^p A_{ik}^2 \right) / p}, \quad Q = \{T, R, L, I\}$
4	Рейтингова оцінка i -го ОСР: $RE_i = \sum_Q \rho_Q \cdot RE_{iQ}, \quad i = \overline{1, n}$

Рисунок 4.3 – Послідовність розрахунку узагальненої рейтингової оцінки ОСР методом нормалізації

Ключові характеристики систем розподілу у даному розрахунку прийнято рівнозначущими: $\rho_T = \rho_R = \rho_L = \rho_I = 0,25$, проте з огляду на сумніви у достовірності звітних даних ОСР регулятору рекомендується встановити вищу пріоритетність для показників інноваційності, зокрема досягти 100% обладнання точок продажу електроенергії автоматизованими системами обліку. Це дозволить далі більшу кількість показників розраховувати за даними, що отримані в автоматизованому режимі, і тим самим обмежити вплив суб'єктивних факторів на результати оцінювання.

Результати групового оцінювання ефективності функціонування систем розподілу електроенергії у звітному році (рис. 4.4) дозволяють встановити серед основних ОСР України «лідерів» і «аутсайдерів» за формалізованою процедурою. Проте як бачимо з рис. 4.4, жоден з основних ОСР України не має максимальних значень показників за усіма чотирма характеристиками систем розподілу одночасно ($RE_{i\max} < 1$).

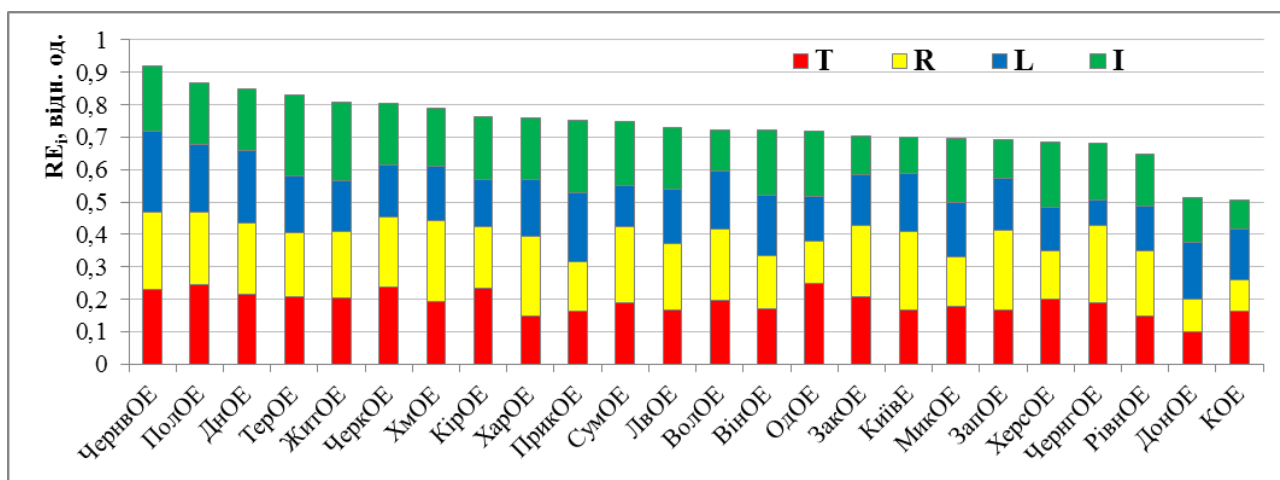


Рисунок 4.4 – Результати групового оцінювання ефективності систем розподілу електроенергії

Далі у регулятора є можливість проводити аналіз результатів роботи ліцензіатів у межах кожної з ключових характеристик (рис. 4.5), визначати цільові показники $Q^* = \{T^*; R^*; L^*; I^*\}$ і надавати відповідні рекомендації ОСР під час розгляду та затвердження ІП. Наприклад, «лідером» за результатами проведених розрахунків є АТ «Чернівціобленерго», відповідна система

розподілу має найвищі показники за характеристикою «завантаженість», тому для інших ОСР тієї ж групи (ПрикОЕ, ЗакОЕ, ТерОЕ) цільове значення L^* буде встановлено з огляду на досягнуті показники цього ОСР: коефіцієнт використання встановленої потужності трансформаторів $TU = 12\%$, коефіцієнт завантаження системи розподілу $LF = 0,7$. Таким чином, запровадження групового оцінювання ОСР передусім має на меті аналіз результатів рейтингування у зворотному напрямку.

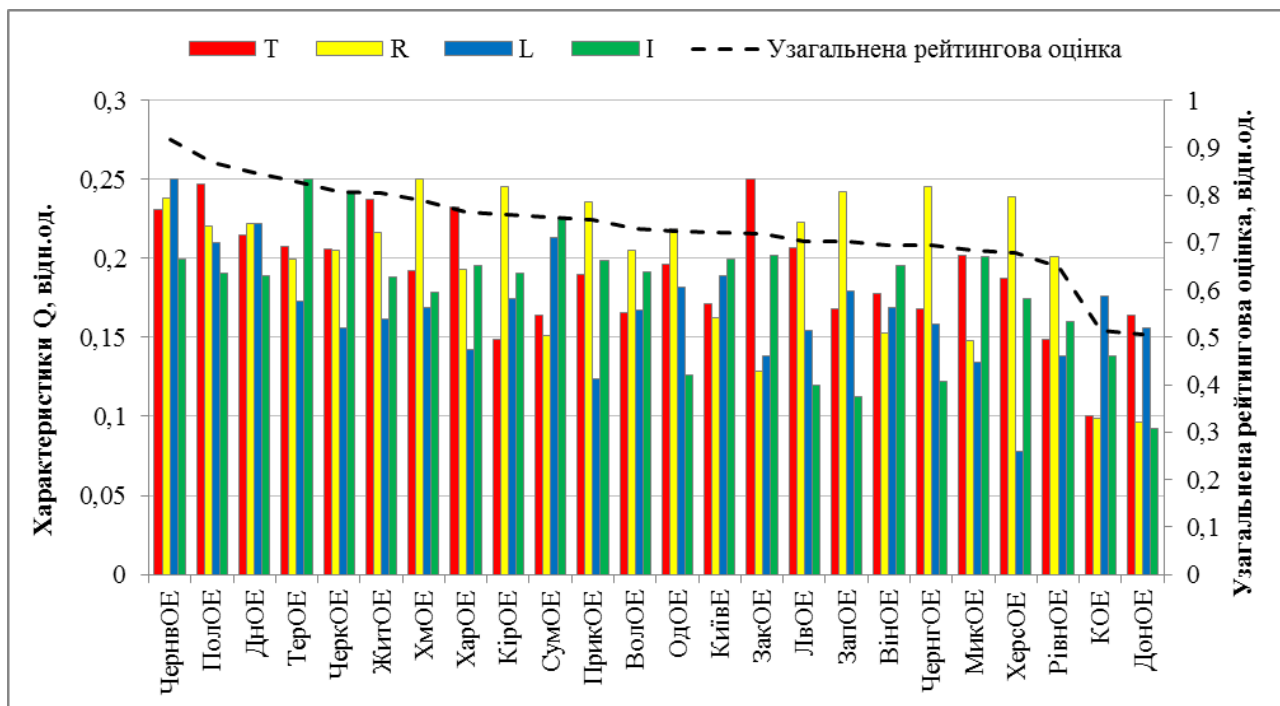


Рисунок 4.5 – Аналіз результатів рейтингування ОСР у розрізі ключових характеристик систем розподілу електроенергії

У запропонованій методиці групового оцінювання ОСР використано метод нормалізації, який добре працює з числовими (кількісними) даними, незалежно від їх обсягу, і дає можливість доповнювати перелік показників, які враховуються в узагальненій рейтинговій оцінці.

Для регулятора ринку електроенергії – НКРЕКП результати щорічного рейтингування ОСР є додатковим інструментом у прийнятті рішень щодо тарифу на послуги розподілу електричної енергії.

4.3 Застосування узагальненого показника якості функціонування систем розподілу електричної енергії

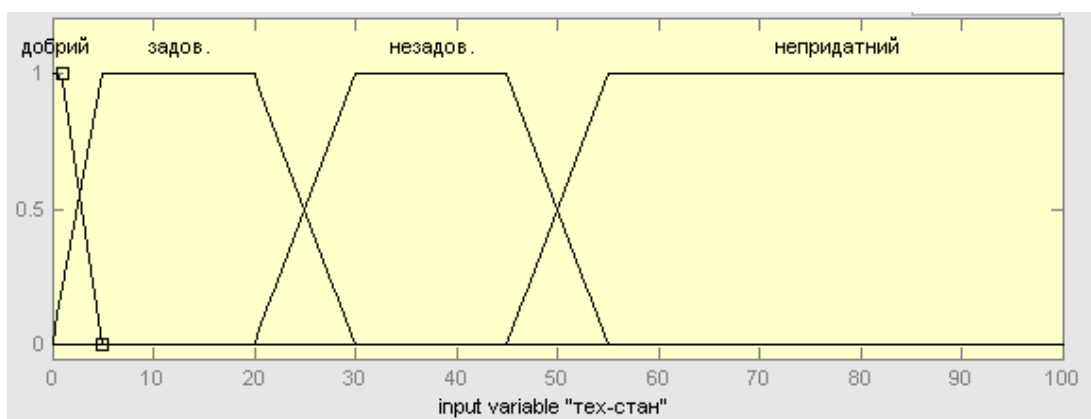
Загальна ідеологія розроблення одиничного показника якості функціонування системи розподілу електричної енергії представлена у п. 2.4. За допомогою теорії нечітких множин та нечіткої логіки формується експертна база правил, яка дозволяє зробити висновок про якість функціонування системи розподілу електроенергії.

Як було показано в п. 3.4, застосування узагальненого одиничного показника якості функціонування потребує попереднього визначення: а) терм-множин вхідних лінгвістичних змінних для кожного з обраних критеріїв k_i ($i = \overline{1, n}$), б) терм-множин вихідної лінгвістичної змінної E_f , в) правил нечітких продукцій, що відображатимуть зв'язок вхідних та вихідної змінних за співвідношенням (3.6).

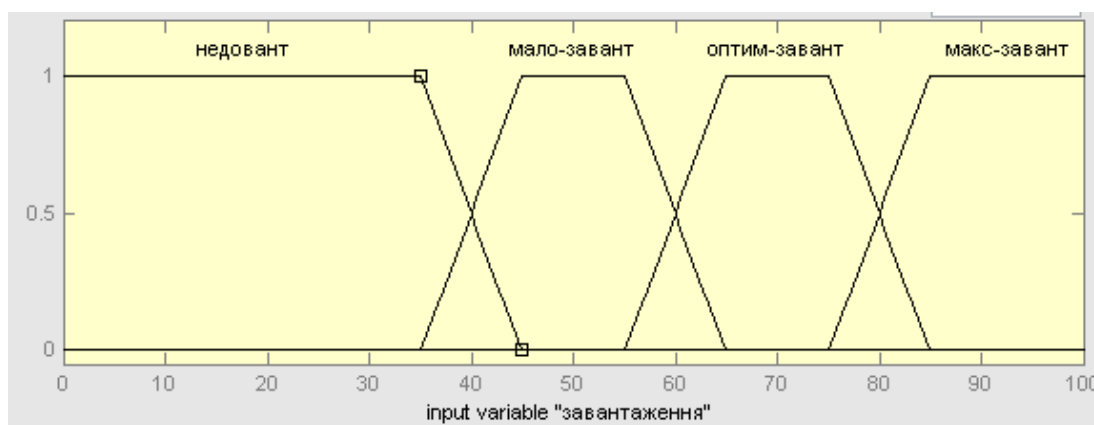
До множини вхідних лінгвістичних змінних включимо дві з чотирьох ключових характеристик систем розподілу електричної енергії, що є достатньо формалізованими з точки зору використання вербальних категорій оцінки: технічний стан (k_T) та завантаженість (k_L). За результатами попередніх досліджень, терм-множини лінгвістичної змінної «технічний стан» (a_{T1}, \dots, a_{T4}): «непридатний», «незадовільний», «задовільний» та «добрий»; терм-множини лінгвістичної змінної «завантаженість» (a_{L1}, \dots, a_{L4}): «недовантажений», «мало завантажений», «оптимально завантажений» та «максимально завантажений» (табл. 3.9-3.10). Терм-множини вихідної лінгвістичної змінної «якість функціонування» (d_1, \dots, d_5): «дуже низька», «низька», «середня», «висока», «дуже висока» (табл. 3.11).

Для реалізації процесу нечіткого моделювання використаємо спеціалізований програмний засіб – пакет Fuzzy Logic Toolbox обчислювального середовища MATLAB [98, 153]. На рис. 4.6 представлено

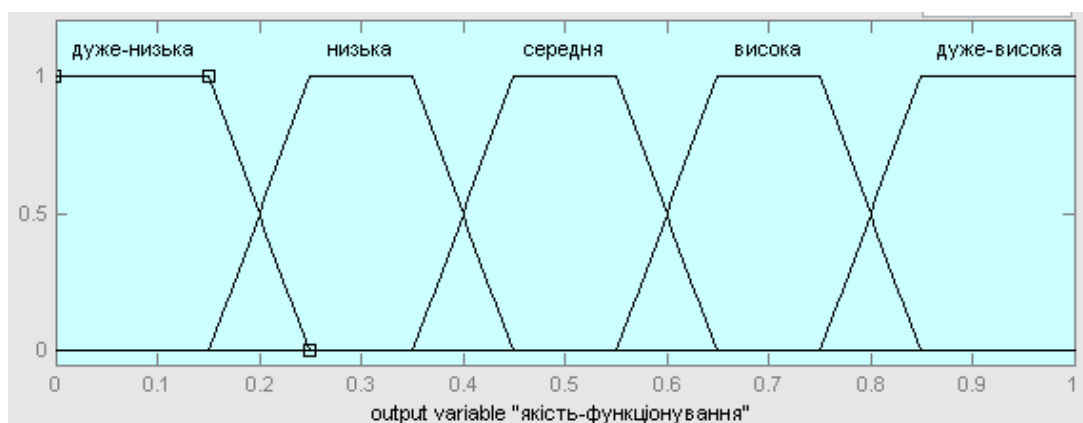
функції приналежності терм-множин вхідних та вихідної змінних, складені на основі розглянутих вище суджень.



а)



б)



в)

Рисунок 4.6 – Функції приналежності вхідних змінних «технічний стан» (а), «завантаженість» (б) та вихідної змінної «якість функціонування» (в)

База правил містить 16 комбінацій характеристик технічного стану та завантаженості системи розподілу електричної енергії і відповідні висновки про

якість її функціонування: «**If** (тех-стан **is** добрий) **and** (завантаження **is** недовант) **then** (якість-функціонування **is** середня) (1)». Ваговий коефіцієнт у дужках відображає наскільки експерт упевнений у справедливості правила. Сукупність зазначених правил нечітких продукцій формує поверхню нечіткого логічного висновку за алгоритмом Мамдані (рис. 4.7), що фактично дозволяє візуалізувати залежність вихідної змінної від окремих вхідних [147].

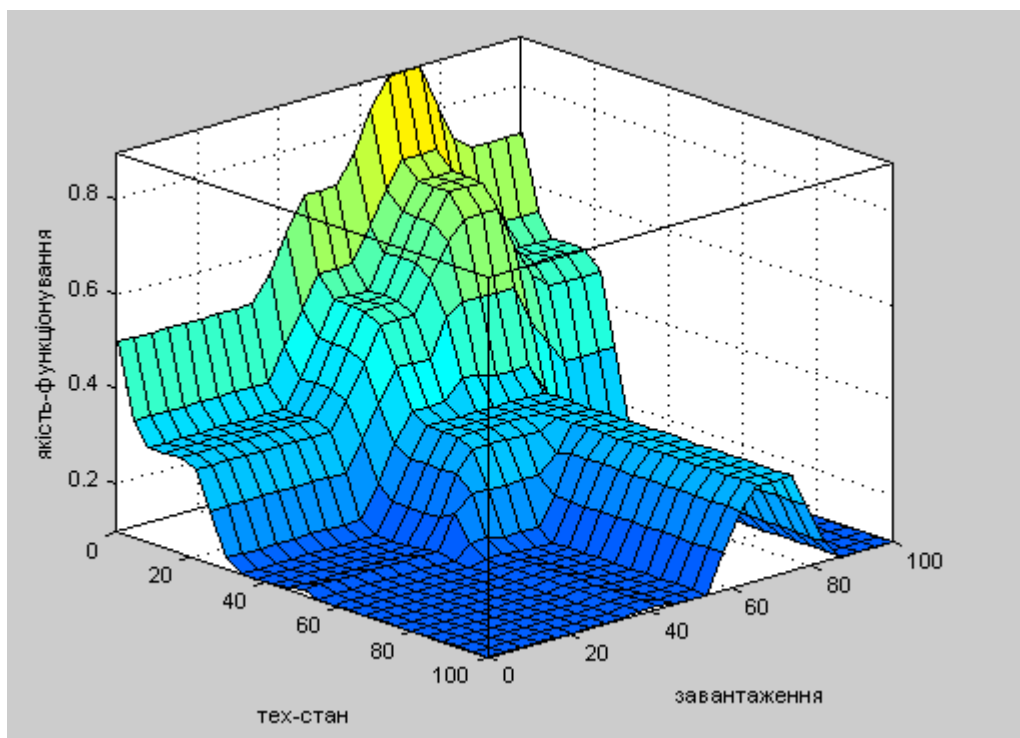


Рисунок 4.7 – Поверхня нечіткого висновку для розробленої нечіткої моделі

Апробацію розробленої нечіткої моделі оцінювання здійснено на рівні окремого ОСР – ПАТ «ЕК «Житомиробленерго», зокрема проаналізовано дані про технічний стан та завантаженість силових трансформаторів, встановлених на підстанціях з вищою напругою 110 кВ (всього 51 ТП, фрагмент розрахунку показує табл. 4.2).

За результатами оцінювання було сформовано перелік трансформаторних підстанцій з низькою якістю функціонування ($E_f = d_2$), що увійшли до I черги реконструкції: Андрушівка, Турчинка, Н. Бердичівська, Коростень, Садки, Головино, Смолянка, Коростишів. Трансформаторні підстанції з середньою якістю функціонування ($E_f = d_3$) склали перелік II черги реконструкції:

Олевськ, Крошня, Чоповичі, Бердичівська, ЗМК, Рихальськ, Народичі, Пенізевиці, Біла Криниця, Льонокомбінат, Білокоровичі, З-Р, Малин, Радомишль, Ігнатпіль, Черняхів.

Таблиця 4.2

**Результати кількісного оцінювання якості функціонування
трансформаторних підстанцій (ТП)**

Шифр ТП	Вхідні характеристики		Якість функціонування (Ef)	Рекомендації
	Технічний стан (T)	Завантаженість за даними режимних замірів (L)		
$ТП_1$	задовільний	мало завантажений	0,425 (середня)	II черга реконструкції
$ТП_2$	добрий	оптимально завантажений	0,649 (висока)	
...
$ТП_N$	незадовільний	максимально завантажений	0,364 (низька)	I черга реконструкції

Рекомендації щодо I черги реконструкції ТП були враховані під час розроблення схеми перспективного розвитку електричних мереж напругою 35-110 кВ Житомирської області для ПАТ «ЕК «Житомиробленерго».

4.4 Удосконалення інформаційно-аналітичного забезпечення розвитку систем розподілу електричної енергії


Як зазначалося у п. 1.2, сьогодні у процесі планування розвитку систем розподілу електроенергії задіяна значна кількість суб'єктів: органи державної влади (НКРЕКП, Міненерговугілля України, Держенергонагляд), користувачі системи розподілу (побутові та непобутові споживачі електричної енергії, виробники електричної енергії з ВДЕ, які переважно приєднані до розподільних електричних мереж), а також оператор системи передачі електроенергії і, опосередковано, виробники обладнання, яке використовується ОСР для нового будівництва, реконструкції, технічного переоснащення об'єктів електричних мереж. Оскільки інтереси зазначених суб'єктів мають суперечливий характер, важливо організувати їхню взаємодію так, щоб, по-перше, інтереси кожного

були враховані, по-друге, досягти мінімального впливу суб'єктивних чинників на прийняття рішень щодо розвитку системи розподілу.

Для поступового перетворення розподільних електричних мереж на інтелектуальні електроенергетичні системи на початковому етапі видається доцільним використання маркетингових інструментів (табл. 4.3), що є своєрідною інформаційною підтримкою поширення Smart Grid технологій в системах розподілу електричної енергії України.

Таблиця 4.3

Маркетингові інструменти, що сприятимуть поширенню Smart Grid технологій в системах розподілу електричної енергії [7]

Рівень ОСР	Рівень ОЕС України
<p>1. Маркетингові дослідження з метою прогнозування попиту на послуги розподілу електроенергії і визначення ставлення споживачів до енергозбереження, інтелектуального обліку, електромобілів. Важливо використовувати різні опитування для існуючих та потенційних споживачів.</p> <p>2. Пропозиції нових послуг, зокрема: гнучке обслуговування; інфраструктура для електромобілів; підвищення енергоефективності; встановлення лічильників інтелектуального обліку; обробка даних.</p> <p>3. Реалізація пілотних проектів із використанням технологій Smart Grid.</p>	<p>1. Проведення НКРЕКП відкритого щорічного рейтингування ОСР з метою аналізу та оцінювання ефективності функціонування систем розподілу електроенергії, а також сприяння створенню конкурентного середовища.</p> <p>2. Дозвіл ОСР бізнес активності, пов'язаної з передовими технологіями, зокрема стимули для запровадження інтелектуального обліку електричної енергії.</p> <p>3. Постійне вивчення кращих міжнародних практик стимулюючого регулювання для поширення технологій Smart Grid.</p>
<div data-bbox="180 1664 544 1816">  </div> <p>Створення інформаційної платформи Ukrainian Smart Energy – USE з метою поширення інформації про кращий досвід ОСР у реалізації проектів підвищення енергоефективності систем розподілу, використання технологій Smart Grid і ВДЕ. Абревіатура <i>USE</i> (з англ. використовуй) – влучний слоган для вебсайту.</p>	

Важливо зазначити, що, з однієї сторони, на кожному рівні управління ефективністю функціонування систем розподілу електроенергії використовуватимуться відмінні інформаційні інструменти (табл. 4.3), але

разом з тим, обмін інформацією на обох рівнях є запорукою досягнення довгострокового результату.

Основні засади організації вивчення передового досвіду стали частиною нормативного документу Міністерства енергетики та вугільної промисловості України «Порядок впровадження новітніх технологій і обладнання в нове будівництво, реконструкцію та технічне переоснащення електричних мереж. Настанова: СОУ-Н МЕВ 40.1-00013741-77:2012», що розроблявся за участі автора даного дисертаційного дослідження. Серед іншого, в нормативному документі передбачено реалізацію пілотних проектів з впровадження новітніх технологій та обладнання, а також зазначено основні напрямки комплексної програми інноваційного розвитку ОСР:

- застосування нових типів силового устаткування (впровадження нового обладнання, створеного на основі нових матеріалів, передових технологій);
- впровадження нових засобів релейного захисту та протиаварійної автоматики, діагностики обладнання і обліку енергоресурсів на мікропроцесорній основі;
- створення сучасних систем моніторингу та керування режимами мережі і обладнанням для аналізу стану і видачі керуючих сигналів у режимі реального часу;
- забезпечення захисту електричних мереж від негативних зовнішніх погодних впливів;
- впровадження обладнання і систем з високими показниками енергетичної ефективності, сучасних пристроїв компенсації реактивної потужності.

Прийняття зазначеного нормативного документа стало ще одним кроком на шляху до налагодження співпраці органів державної влади з незалежними ОСР з метою модернізації існуючих електричних мереж. Проте на практиці нормативний документ не став дієвим інструментом поширення серед ОСР досвіду впровадження новітніх технологій та обладнання. Для досягнення

зазначеної мети вважаємо доцільним розроблення і застосування в ОЕС України вже згаданої інформаційної платформи Ukrainian Smart Energy – USE, яка крім основної функції – поширення кращого досвіду впровадження новітніх технологій та обладнання під час нового будівництва, реконструкції та технічного переоснащення електричних мереж ОСР, дозволить також удосконалити взаємодію усіх суб'єктів, що задіяні в плануванні перспективного розвитку систем розподілу електричної енергії.

На UML діаграмі (рис. 4.8) показано яка саме інформація акумулюватиметься на інформаційній платформі USE.

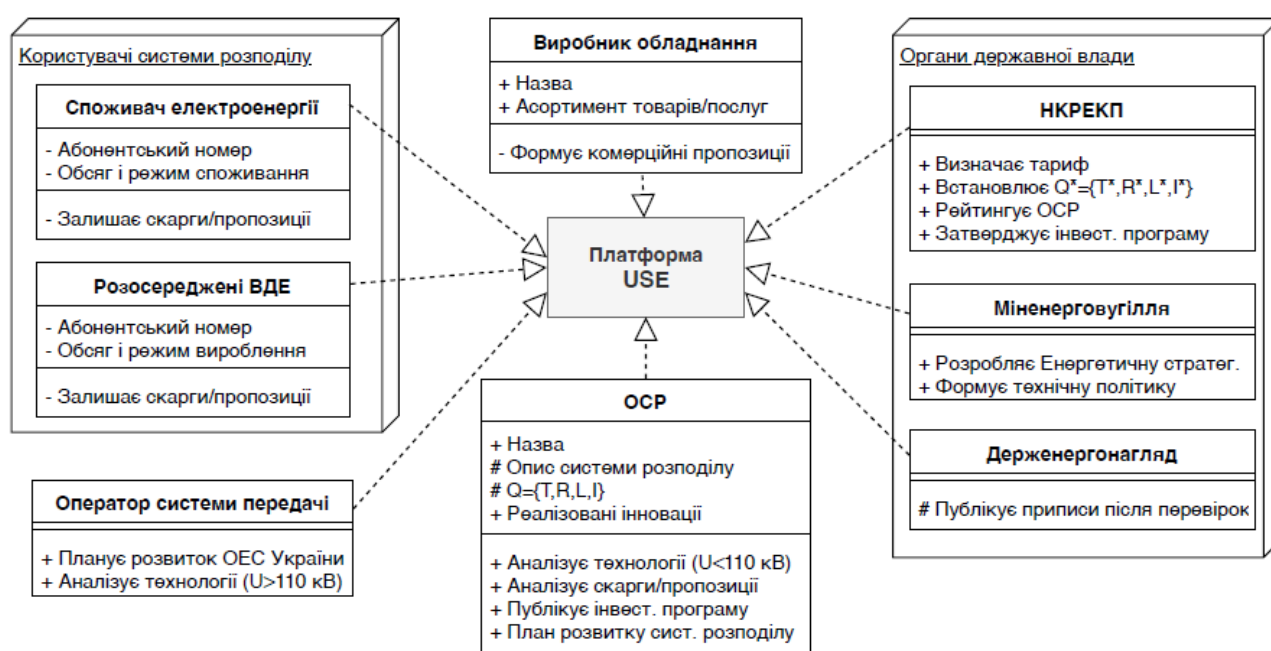


Рисунок 4.8 – UML діаграма основних компонентів інформаційної платформи USE (побудовано засобами draw.io)

Кожен ОСР представлений на платформі своєю назвою, короткою характеристикою системи розподілу електричної енергії, детальним планом розвитку системи розподілу на 5 років (з перспективою 10 років), річною інвестиційною програмою та переліком інновацій, що були реалізовані в електричних мережах ОСР. Послуги ОСР є ринком природної монополії на закріпленій території, тому пряма конкуренція між ОСР є неможливою і не стане бар'єром для поширення успішного досвіду впровадження сучасних технологій. Разом з тим, використання платформи сприятиме відкритості даних

кожного ОСР щодо заходів, спрямованих на підвищення ефективності функціонування системи розподілу електроенергії.

Оператор системи передачі (НЕК «Укренерго») надає дані про розвиток ОЕС України.

Виробники, що можуть запропонувати новітні технології та обладнання для нового будівництва, реконструкції та технічного переоснащення електричних мереж напругою до 150 кВ, також реєструються на платформі USE і можуть надавати комерційні пропозиції ОСР.

Існуючі користувачі системи розподілу електроенергії (побутові та непобутові споживачі електричної енергії, виробники електроенергії з ВДЕ), представлені на платформі USE своїм абонентським номером, отримують можливість залишати скарги і звернення щодо якості надання послуг. Відповідні дані інформаційно-консультаційних центрів ОСР повинні направлятися до платформи USE автоматично. Щодо потенційних користувачів системи розподілу електроенергії, що зацікавлені у приєднанні до електричних мереж у найкоротші терміни, то вони отримують доступ до інформаційної платформи USE після отримання технічних умов на приєднання електроустановки до електричних мереж ОСР.

Органи державної влади (НКРЕКП, Міненерговугілля України, Держенергонагляд) також мають бути готовими до обговорення прийнятих рішень щодо планування перспективного розвитку електричних мереж. Міненерговугілля України визначає Енергетичну стратегію та формує технічну політику в галузі, фактично задаючи вектор розвитку систем розподілу електричної енергії. НКРЕКП публікує інформацію про тариф на послуги розподілу. Методологія рейтингування та встановлення цільових показників за ключовими характеристиками системи розподілу електроенергії, а також результати щорічного рейтингування ОСР повинні бути доступними для всіх учасників оцінювання. Держенергонагляд оприлюднює на платформі USE приписи щодо усунення виявлених порушень за результатами обстежень,

перевірок, оглядів обладнання електричних мереж, зокрема щодо технічного стану та організації експлуатації об'єктів електричних мереж.

Взаємний контроль учасників платформи USE сприятиме вирішенню проблеми недостовірності та неповноти даних про функціонування систем розподілу електроенергії, що надаються ОСР згідно вимог обов'язкової звітності (див. п. 3.1).

Таким чином, розроблення та використання спеціалізованої платформи USE дозволить удосконалити інформаційно-аналітичне забезпечення розвитку систем розподілу електричної енергії України.

Висновки до розділу

У розділі представлено напрацювання, що стали основою для удосконалення нормативно-правових засад планування розвитку систем розподілу електроенергії в Україні та виконано розрахунки, що підтверджують можливість практичного застосування розроблених моделей та засобів реалізації управління ефективністю функціонування систем розподілу електроенергії.

1. Запропоновано алгоритм розроблення схеми перспективного розвитку системи розподілу електроенергії (електричні мережі напругою 35-110 кВ), який враховує ключові характеристики систем розподілу (технічний стан, надійність, завантаженість, інноваційність), і став частиною нормативного документа Міністерства енергетики та вугільної промисловості України «Норми технологічного проектування енергетичних систем і електричних мереж 35 кВ і вище».

2. Здійснено апробацію групового оцінювання ефективності функціонування систем розподілу електроенергії методом узагальнення нормалізованих значень показників на основі наявних у відкритому доступі даних ОСР, що дозволило встановити серед основних ОСР України «лідерів» у межах кожної з ключових характеристик, щоб далі визначати цільові показники

$Q^* = \{T^*; R^*; L^*; I^*\}$ і надавати відповідні рекомендації ОСР під час розгляду та затвердження регулятором ринку електроенергії ІП.

3. Моделювання запропонованого одиничного показника якості функціонування системи розподілу Еф здійснено в спрощеному вигляді у програмному середовищі MATLAB (пакет Fuzzy Logic Toolbox) для аналізу даних про технічний стан та завантаженість трансформаторних підстанцій ВАТ «ЕК «Житомиробленерго» з вищою напругою 110 кВ, що дозволило визначити першу та другу черги реконструкції.

4. Запропоновано удосконалити взаємодію учасників ринку електричної енергії України з метою поширення кращого досвіду впровадження новітніх технологій та обладнання серед ОСР України шляхом розроблення спеціалізованої інформаційної платформи (Ukrainian Smart Energy – USE). Розроблено UML діаграму, що деталізувала яку саме інформацію щодо розвитку системи розподілу електроенергії надають ОСР, органи державної влади, користувачі системи розподілу, виробники обладнання. Основні засади організації вивчення передового досвіду стали частиною нормативного документу Міністерства енергетики та вугільної промисловості України «Порядок впровадження новітніх технологій і обладнання в нове будівництво, реконструкцію та технічне переоснащення електричних мереж».

Основні положення даного розділу опубліковані у наукових працях [7, 71, 77, 146, 147, 149]

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

Дисертаційна робота містить нові науково обґрунтовані результати удосконалення і подальшого розвитку моделей і методів оцінювання діяльності ОСР, спрямованої на нове будівництво, реконструкцію та технічне переоснащення електричних мереж, які в сукупності розв'язують актуальне наукове завдання підвищення ефективності функціонування систем розподілу електричної енергії в умовах запровадження стимулюючого регулювання тарифів на послуги ОСР. Висновки, що узагальнюють отримані результати, полягають у наступному.

1. Проведений комплексний аналіз проблеми управління ефективністю функціонування систем розподілу електричної енергії України, що реалізується під час планування їх розвитку, по-перше, показав необхідність врахування суперечності інтересів задіяних учасників ринку електричної енергії та доцільність порівняння досягнень незалежних ОСР для стимулюючого регулювання тарифів на їх послуги; по-друге, допоміг обґрунтувати чотири ключові характеристики систем розподілу, які визначають ефективність їх функціонування: технічний стан, надійність, завантаженість, інноваційність.

2. Формалізацію задачі оцінювання результатів діяльності ОСР щодо нового будівництва, реконструкції та технічного переоснащення об'єктів електричних мереж здійснено на базі визначення ефективності функціонування систем розподілу електроенергії у розрізі зміни характеристик технічного стану, надійності, завантаженості та інноваційності на двох рівнях: методами групового оцінювання (рейтингування) ОСР на рівні ОЕС України та шляхом формування узагальнених індивідуальних оцінок на рівні кожного ОСР.

3. Запропоновано узагальнений одиничний показник для оцінювання якості функціонування системи розподілу електричної енергії, що відрізняється використанням механізму нечіткого логічного висновку за алгоритмом Мамдані, і дає можливість забезпечити встановлення довгострокових цільових показників технічного стану, надійності, завантаженості та інноваційності індивідуально для кожного ОСР.

4. Удосконалено метод групового оцінювання (рейтингування) ОСР за результатами діяльності, спрямованої на підвищення ефективності функціонування систем розподілу, що враховує науково обґрунтовану систему показників та критеріїв оцінювання зміни технічного стану, надійності, завантаженості та інноваційності, і є додатковим інструментом для регулятора ринку у прийнятті рішень щодо стимулюючого регулювання тарифів на послуги ОСР. Економічний ефект оцінено в межах до 5,6 млн. грн. за рік, що відповідає 1,5 % неефективних витрат коштів, передбачених інвестиційними програмами ОСР на розвиток електричних мереж (3,8 млрд. грн. (без ПДВ) у 2018 р.).

5. Отримані результати роботи знайшли практичне застосування під час розроблення нормативних документів Міністерства енергетики та вугільної промисловості України, що визначають порядок впровадження новітніх технологій і обладнання під час нового будівництва, реконструкції та технічного переоснащення електричних мереж (СОУ-Н МЕВ 40.1-00013741-77:2012) та норми технологічного проектування енергетичних систем і електричних мереж (СОУ-Н ЕЕ 40.1-00100227-101:2014, СОУ-Н МЕВ 40.13.0-37471933-43:2011), а також на рівні окремого ОСР – ПАТ «ЕК «Житомиробленерго».

6. Подальше використання результатів дисертаційної роботи пропонується здійснювати шляхом розробки спеціалізованої інформаційної платформи для взаємодії ОСР, користувачів систем розподілу, органів державної влади та виробників обладнання з метою підвищення ефективності функціонування систем розподілу електроенергії під час планування їх розвитку.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Agrell P. Development of benchmarking models for German electricity and gas distribution. Final report. SUMICSID AB, 2007. 122 p. URL: http://www.researchgate.net/profile/Peter_Bogetoft/publication/265040042_Development_of_benchmarking_models_for_German_electricity_and_gas_distribution/links/54b53c290cf2318f0f973cee.pdf (дата звернення: 20.03.2019)
2. Arasteh H., Sepasian M.S., Vahidinasab V. Toward a smart distribution system expansion planning by considering demand response resources // Journal of Operation and Automation in Power Engineering. 2015. Vol. 3. No 2. P.116-130.
3. Bauknecht D., Leprich U., Spath Ph., Skytte K., Estnault B. Regulating Innovation & Innovating Regulation: DG-GRID research project. 2007. 58p. URL: https://www.researchgate.net/publication/215616226_Regulating_Innovation_Innovating_Regulation (дата звернення: 30.04.2018).
4. Biggar D. R., Hesamzaden M. R. The economics of electricity markets. UK : John Willey & Sons Ltd, 2014. 432 p.
5. Bogetoft P., Otto L. Benchmarking with DEA, SFA and R. Springer, 2011. 351 p.
6. Cambini C. Meletiou A., Bompard E., Masera M. Market and regulatory factors influencing smart-grid investment in Europe: evidence from pilot projects and implications for reform // Utilities Policy. 2016. Vol. 40. P. 36-47. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jup.2016.03.003>
7. Chernetska Y., Zamulko A. Development of electricity distribution networks: marketing concept // Матеріали міжн. наук.-практ. та навч-метод. конф. «Сталий енергетичний розвиток: сучасні тенденції, технології та рішення» м. Київ, 24 вересня 2014 р. К.: НТУУ «КПІ». С. 14.
8. Cossent Arin R. Economic regulation of distribution system operators and its adaptation to the penetration of distributed energy resources and smart grid technologies : Doct. Dissert. Madrid, 2013. 265 p.

9. Cullmann A. Nieswand M. Regulation and investment incentives in electricity distribution: an empirical assessment // *Energy economics*. 2016. Vol. 57. P. 192-203. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2016.05.007>
10. Distribution and Transmission Network Tariffs and Incentives // CEER White Paper series on the European Commission's Clean Energy Proposals. 2017. URL: <https://www.ceer.eu/white-papers> (дата звернення: 30.04.2018).
11. Electricity distribution investments: what regulatory framework do we need? / EURELECTRIC report. Brussels, 2014. URL: https://cdn.eurelectric.org/media/1870/dso_investment_final-2014-030-0328-01-e-h-FFE9D909.pdf (дата звернення: 30.04.2018).
12. Energy technology perspectives 2017. Catalysing energy technology transformations // International Energy Agency, 2017. 443 p.
13. Farsi M., Fetz A., Filippini M. Benchmarking and regulation in the electricity distribution sector // CEPE Working Paper. 2007. Vol 54. 25 p.
14. Georgilakis P.S., Hatziargyriou N.D. A review of power distribution planning in the modern power systems era: models, methods and future research // *Electric Power Systems Research*. 2015. Vol. 121. P. 89-100.
15. Gil H. A., Joos G Models for quantifying the economic benefits of distributed generation // *IEEE Transactions on Power Systems*. 2008. Vol. 23.Issue 2. P. 327-335.
16. Gómez T. Chapter 5. Electricity Distribution // *Regulation of the Power Sector*. [Edited by I. Pérez-Arriaga]. London : Springer-Verlag, 2013. P. 199-250.
17. Haney A., Pollitt M. Efficiency analysis of energy networks: an international survey of regulators // *Energ Policy*. 2009. Vol. 37. Issue 12. P. 5814-5830.
18. Haney A., Pollitt M. Exploring the determinants of “best practice” benchmarking in electricity network regulation // *Energ Policy*. 2011. Vol. 39. Issue 12. P. 7739-7746.
19. Hirschhausen C., Cullmann A., Kappler A. Efficiency analysis of German electricity distribution utilities – non-parametric and parametric tests // *Applied*

Economics. 2006. Vol. 38. Issue 21. 27 p. URL: https://tu-dresden.de/bu/wirtschaft/ee2/ressourcen/dateien/dateien/ordner_publicationen/wp_ge_05_hirschhausen_cullmann_kappeler_utilities_germany_dea.pdf?lang=en (дата звернення: 30.04.2018).

20. Jamasb T. Benchmarking electricity distribution networks // ACCC/AER Annual Conference. 7-8 August 2015. Brisbane. 24 p. URL: <https://www.accc.gov.au/system/files/Breakout%201%20A%20-%20Tooraj%20Jamasb%20-%20ACCC%20%26%20AER%20Regulatory%20Conference%202015.pdf> (дата звернення: 30.04.2018).

21. Jamasb T., Pollitt M. Benchmarking and regulation: international electricity experience // Utilities Policy. 2001 No 9. P. 107-130.

22. Jamasb T., Pollitt M. Incentive regulation of electricity distribution networks: lessons of experience from Britain. Cambridge: Electricity Policy Research Group, University of Cambridge, 2007. 57 p. URL: <https://www.eprg.group.cam.ac.uk/wp-content/uploads/2014/01/eprg0701.pdf> (дата звернення: 30.04.2018).

23. Jiang Y., Liu Ch., Xu Y. Smart Distribution systems // Energies. 2016. Vol. 9 (4), 297. URL: <http://www.mdpi.com/1996-1073/9/4/297/htm> (дата звернення: 30.04.2018).

24. Joskow P. Incentive regulation and its application to electricity networks // Review of Network Economics. 2008. Vol. 7. P. 547-560.

25. Joskow P. Incentive regulation in theory and practice: electric transmission and distribution networks. Chapter 5 in Economic regulation and its reform. What have we learned? [Edited by Nancy Rose] // National Bureau of Economic Research conference report. 2014. P. 291-345.

26. Joskow P. L. Introduction to electricity sector liberalization: lessons learned from cross-country studies // Electricity market reform: an international perspective. Elsevier, 2006. P. 1-32.

27. Kuosmanen T., Saastamoinen A., Sipilainen T. What is the best practice for regulation of electricity distribution? Comparison of DEA, SFA and StoNED methods // Energy Policy. 2013. Vol. 61. P. 740-750.

28. Marques V., Bento N., Moises Costa P. The “Smart Paradox”: stimulate the deployment of smart grids with effective regulatory instruments // *Energy*. 2014. Vol. 69. P. 93-106. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2014.01.007>
29. Mensh G. *Stalemate in technology: innovations overcome the depression*. Ballinger Pub Co, 1978. 241 p.
30. Migueis V. L., Camanho A. S., Bjorndal E., Bjorndal M. Productivity change and innovation in Norwegian electricity distribution companies // *Journal of the Operational Research Society*. 2012. Vol. 63. P. 982-990.
31. Muench S., Thuss S., Guenther E. What hampers energy system transformations? The case of smart grids // *Energy policy*. 2014. Vol. 73. P. 80-92. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2014.05.051>
32. Nayeripour M., Hasanvand S., Fallahzadeh-Abarghouei H. Optimal expansion planning of distribution system capacity with respect to distributed generations // *International Journal of Renewable Energy Research*. 2016. Vol. 6. No 3. P.817-824.
33. Paulun T., Haubrich H.-J., Maurer C. Calculating the efficiency of electricity and natural gas networks in regulated energy markets // *5th International Conference on the European Electricity Market*. 28-30 May 2008. IEEE. P. 94-98.
34. Power distribution in Europe. Facts & Figures / Eurelectric report. Brussels, 2013. URL: https://www3.eurelectric.org/media/113155/dso_report-web_final-2013-030-0764-01-e.pdf (дата звернення: 30.04.2018).
35. Ruester S., Pérez-Arriaga I., Schwenen S., Batlle C., Glachant J. From distribution networks to smart distribution systems: Rethinking the regulation of European electricity DSOs. European University Institute, 2013. 88 p. URL: <http://cadmus.eui.eu/handle/1814/27615> (дата звернення: 30.04.2018).
36. Schmitt S., Kucsera D. The impact of the regulatory reform process on the R & D investment of European electricity utilities // *Review of Network Economics*. Vol. 13, Issue 1. 2014. P. 35-67. DOI: <https://doi.org/10.1515/rne-2012-0021>

37. Shaaban M. F., Atwa Y. M., Ei-Saadany E. F. DG allocation for benefit maximization in distribution networks // IEEE Transactions on Power Systems. 2013. Vol. 28. Issue 2. P. 639-649.
38. Shaw R., Attree M., Jackson T. Developing electricity distribution networks and their regulation to support sustainable energy // Energy Policy. 2010. № 38 (10). P. 5927-5937.
39. Sterlacchini A. Energy R & D in private and state-owned utilities: an analysis of the major world electric companies // Energy policy. 2012. Vol. 41. P. 494-506. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2011.11.010>
40. Study on tariff design for distribution systems: final report prepared for European Commission, Directorate-General for Energy, Directorate B – Internal Energy Market. 2015. 652 p. URL: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20150313%20Tariff%20report%20final_revREF-E.PDF (дата звернення: 30.04.2019).
41. The functioning of retail electricity markets for consumers in the European Union, Study on behalf of the European Commission [final report EAHС/FWC/2009 86 01], Prepared by ECME Consortium. - DG SANCO, 2010. URL: http://ec.europa.eu/consumers/consumer_research/market_studies/docs/retail_electricity_full_study_en.Pdf
42. The role of DSOs in a Smart Grid environment [Ecorys final report] / P. Oosterkamp, P. Koutstaal, A. Welle. Rotterdam, 2014. 146 p. URL: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20140423_dso_smartgrid.pdf (дата звернення: 30.04.2018).
43. Анализ надежности социально-экономических систем электроэнергетики / Воропай Н. И. и др. СПб.: ПЭИПК, 2010. 161 с.
44. Аналіз динаміки та структури споживання електричної енергії по Україні в період з 1990 по 2007 роки. Уклад.: Лушкін В. А. та ін.. К.: ПП «Люкс-Інформ», 2008. 174 с.
45. Андриевский В. Н. Управление предприятием электрических сетей / В. Н. Андриевский. – М.: Энергия, 1978. – 272 с.

46. Антоненко О. Б., Макарова О.Б. Управління прибутком енергопостачальних компаній: традиційні і новітні підходи: монографія. Полтава : ПУЕТ, 2012. 202 с.
47. Арзамасцев Д. А., Липес А. В., Мызин А. Л. Модели оптимизации развития энергосистем. М.: Высш. шк., 1987. 272 с.
48. Асаул А. Н., Капаров Б. М., Перевязкин В. Б., Старовойтов М. К. Модернизация экономики на основе технологических инноваций. СПб: АНО ИПЭВ, 2008. 606 с.
49. Ахромкін А.О. Сучасні характеристики електричних мереж України: регіональний аспект // Вісник Східноукраїнського національного університету імені Володимира Даля. 2015. № 6 (223). С. 7-10.
50. Костерев М.В., Бардик Є. І. Питання побудови нечітких моделей оцінки технічного стану об'єктів електричних систем. К.: НТУУ «КПІ», 2011. 148 с.
51. Белобров В., Эдельман В., Калибердин А. Планирование развития распределительных электрических сетей: зарубежный опыт // Энергорынок. 2007. № 2. С. 14-19. URL: <http://www.mipr.ru/files/stat4.pdf> (дата звернення: 30.04.2019).
52. Біла книга «Регулювання роздрібного ринку електричної енергії: концепція регуляторної реформи». Офіс ефективного регулювання. 2017. 86с. URL: http://www.eu4business.eu/files/medias/regulation.gov_ua_bila_kniga_rozdribniy_rinok_elektrichnoyi_energiyi.pdf (дата звернення: 30.04.2019)
53. Блінов І. В. Теоретичні та практичні засади функціонування конкурентного ринку електроенергії. К.: Наукова думка, 2015. 250 с.
54. Боков Г. С., Жулев А. Н. Распределительные электрические сети: оптимизация технологических и технических условий развития // Новости Электротехники. № 4 (76). 2012. URL.: <http://www.news.elteh.ru/arh/2012/76/03.php> (дата звернення: 30.04.2019).

55. Волкова В. Н., Денисов А. А. Теория систем и системный анализ: учебник для академического бакалавриата. М.: Издательство Юрайт, 2014. 616 с.

56. Гасанов Г. Б. Рейтинговая оценка и регулирование деятельности распределительных электрических сетей в условиях нечеткости : монография. Львов: Издательство Национального университета «Львівська політехніка», 2006. 138 с.

57. Гительман Л. Д., Ратников Б. Е. Эффективная энергокомпания: Экономика. Менеджмент. Реформирование. М.: ЗАО «Олимп-Бизнес», 2002. 544 с.

58. Года О.Ю. Двоступеневий метод оцінювання якості складного об'єкту з використанням вербально-числових шкал: автореф. дисерт. на здоб. наук. ступ. канд. техн. наук: спец. 05.01.022 «Стандартизація, сертифікація та метрологічне забезпечення». К., 2015. 22 с.

59. Денисюк С. П. Формування технологічного базису модернізації розподільних електричних мереж на основі концепції Smart Grid // Енергетика: економіка, технології, екологія. 2012. №1. С. 90-97.

60. Денисюк С. П., Таргонський В. А. Сталий розвиток енергетики України у світових вимірах // Енергетика: економіка, технології, екологія. 2017. №3. С. 7-31.

61. Державне агентство з енергоефективності та енергозбереження України. Інформація щодо сонячних електростанцій приватних домогосподарств станом на початок 2018 року. URL: <http://saee.gov.ua/uk/news/2170> (дата звернення: 30.04.2019).

62. Дерзский В. Г., Скиба В. Ф. Экспертно-моделирующая система экспресс-энергоаудита электрических сетей облэнерго // Энергосбережение. Энергетика. Энергоаудит. 2014. № 5 (123). С. 9-17.

63. Добровольська Л. Н. Ефективність електричних розподільних мереж: електронний підручник Луцьк, 2010. URL: <http://elib.lutsk->

ntu.com.ua/books/fepes/elektropostachnnia/2010/10-109 (дата звернення: 30.04.2019).

64. Договір про заснування Енергетичного Співтовариства // База даних «Законодавство України». URL: http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/994_926 (дата звернення: 30.04.2019).

65. Долматов И. А. Анализ эффективности деятельности электросетевых компаний на основе бенчмаркинга. Апробация методологии анализа для последующей организации системного мониторинга эффективности деятельности российских электросетевых компаний / Проект института проблем ценообразования и регулирования естественных монополий, 2013. URL: <https://www.hse.ru/org/projects/79645581> (дата звернення: 30.04.2019).

66. Екель П. Я. Теорія нечітких множин у задачах проектування, планування та керування складних систем (на прикладі задач електроенергетики). Наукові вісті Національного технічного університету України «Київський політехнічний інститут». 2000. Т. 1. С. 16-23.

67. Енергетика: історія, сучасність і майбутнє. Книга 5. Електроенергетика та охорона навколишнього середовища. Функціонування енергетики в сучасному світі / Бурячок Т.О. та ін. URL: <http://energetika.in.ua/ua/books/book-5/part-4/section-5> (дата звернення: 30.04.2019).

68. Енергетична безпека України: оцінка та напрямки забезпечення / за ред. Ю. В. Продана, Б. С. Стогнія. К. : ОЕП «ГРІФРЕ», 2008. 400 с.

69. Енергетична стратегія України на період до 2035 року «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність», схвалена розпорядженням Кабінету Міністрів України від 18.08.2017 № 605-р. URL: <https://www.kmu.gov.ua/ua/npas/250250456> (дата звернення: 30.04.2019).

70. Замулко А. И., Чернецкая Ю. В. Особенности планирования перспективного развития распределительных электрических сетей Украины // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики : Сб. науч. тр. Вып. 61. Проблемы исследования и обеспечения надежности

либерализованных систем энергетики. Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2011. С. 550-556.

71. Замулко А. И., Чернецкая Ю. В. Применение методов моделирования для формирования планов перспективного развития распределительных сетей // Математическое моделирование, оптимизация и управление потокораспределением в инженерных сетях: материалы международной науч.-практ. конф., г. Ялта, 1-6 октября 2011 г.: тезисы докладов. Х. : ХНАГХ, НТМТ, 2011. С.50.

72. Замулко А. І., Веремійчук Ю. А., Чернецька Ю. В. Сегментування роздрібного ринку електричної енергії з використанням алгоритмів нечіткої логіки // Сучасні проблеми наукового забезпечення енергетики : матеріали Х Міжн. наук.-практ. конф., м. Київ, 17-20 квітня 2012 р. : тези доповідей. Том 2. К.: НТУУ «КПІ», 2012. С. 148.

73. Замулко А. І., Солоха (Чернецька) Ю.В., Бовкун Я.В. Питання підвищення ефективності функціонування електричних мереж електропередавальних організацій України // Вісн. Черніг. держ. технолог. ун-ту. Серія техн. науки. Зб. наук. праць. 2010. №42. С. 176-181.

74. Замулко А.І., Сайчук Ю.С., Чернецька Ю.В. Аналіз якості надання послуг з електропостачання // Первый независимый научный журнал. 2016. №9-10. С. 123-129.

75. Замулко А.І., Чернецька Ю.В. Критерії оцінювання розвитку систем розподілу електроенергії в умовах стимулюючого регулювання // Енергетика: економіка, технології, екологія. 2017. №4. С. 102-112.

76. Замулко А.І., Чернецька Ю.В. Методи порівняльного аналізу ефективності операторів систем розподілу електричної енергії // Енергетика: економіка, технології, екологія. 2018. №3. С. 35-44.

77. Замулко А.І., Чернецька Ю.В., Гордієнко К.І. Опрацювання даних завантаженості трансформаторних підстанцій з використанням кластерного аналізу. // Енергетичний менеджмент: стан та перспективи розвитку. Збірник

наукових праць V Міжн. наук.-практ. та навч.-метод. конф. у м. Києві 17-19 квітня 2018 р. Київ, КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2018. С. 22-24.

78. Звіт про результати діяльності НКРЕКП у 2014 р.: Постанова НКРЕКП від 31.03.2015 № 971. 206 с. URL: http://www.nerc.gov.ua/data/filesearch/Catalog3/Richnyi_zvit_2014.pdf (дата звернення: 30.04.2019).

79. Звіт про результати діяльності НКРЕКП у 2015 р.: Постанова НКРЕКП від 31.03.2016 № 515. 274 с. URL: <http://www.nerc.gov.ua/?id=19733> (дата звернення: 30.04.2019).

80. Звіт про результати діяльності НКРЕКП у 2016 р.: Постанова НКРЕКП від 30.03.2017 № 460. 292 с. URL: <http://www.nerc.gov.ua/?id=24476> (дата звернення: 30.04.2019).

81. Звіт про результати діяльності НКРЕКП у 2017 р.: Постанова НКРЕКП від 23.03.2018 № 360. 314 с. URL: <http://www.nerc.gov.ua/?id=31942> (дата звернення: 30.04.2019).

82. Звіт про результати діяльності НКРЕКП у 2018 р.: Постанова НКРЕКП від 29.03.2019 № 440. 314 с. URL: <http://www.nerc.gov.ua/?id=39676> (дата звернення: 30.04.2019).

83. Зорин В. В., Тисленко В. В. Системы электроснабжения общего назначения. Чернигов: ЧГТУ, 2005. 341 с.

84. Казанський С. В., Сердюк Б. М., Боркунова О. О. Реформування ринку електричної енергії України та стимулююче регулювання діяльності енергопостачальних компаній // Енергетика: економіка, технології, екологія. 2013. № 2. С. 90-96.

85. Калетнік Г. М., Козловський С.В., Заболотний Г.М., Слупський Б.В. Державне управління розвитком електроенергетики в контексті європейської інтеграції України: монографія. Вінниця: Меркьюрі-Поділля, 2012. 284 с.

86. Каплун В. В., Козирський В.В. Smart Grid як інноваційна платформа розвитку електроенергетичних систем // Праці ТДАТУ. 2011. Вип. 11, т. 4. С. 35-46.

87. Карапетян И. Г., Файбисович Д. Л., Шапиро И. М. Справочник по проектированию электрических сетей; под ред. Д. Л. Файбисович. М. : Изд-во НЦ ЭНАС, 2006. 352 с.

88. Керного В. В. Анализ развития и совершенствование электрических сетей. Минск : «Наука и техника», 1971. 212 с.

89. Кириленко О. В., Денисюк С. П. Сучасні тенденції побудови та керування режимами електроенергетичних мереж // Енергосбережение. Енергетика. Енергоаудит. 2014. №9 (128). С. 82-94.

90. Ковалко О. М., Новосельцев О. В., Євтухова Т. О. Вертикально-інтегровані структури управління ефективністю функціонування систем комунальної теплоенергетики. К: Інститут технічної теплофізики НАН України, 2017. 258 с.

91. Короткевич М. А. Эксплуатация электрических сетей. Минск: «Высшая школа», 2015. 357 с.

92. Костышева Н., Коломиец Р. Рейтинг энергоснабжающих компаний Украины с точки зрения оптового рынка // Энергетическая политика Украины. 2005. №3. С. 80-83.

93. Кравець В. О., Шевцова В. В., Савченко А. В. Аналіз методів побудови функцій приналежності при обробці експертних знань // Вісник НТУ «ХП». Серія: Техніка та електрофізика високих напруг. Х.: НТУ «ХП», 2012. № 52 (958). С. 126-132.

94. Левицький Ю. А., Костін Ю. Д. Формування корпоративної стратегії розвитку регіональних підприємств електроенергетики. Вісник Хмельницького національного університету. Екон. наук. 2009. №5. Т. 3. С. 248-256.

95. Лежнюк П. Д., Пислярова А. В. Оцінювання втрат електроенергії в низьковольтних електричних мережах засобами нечіткої логіки: монографія. Вінниця: ВНТУ, 2009. 94 с.

96. Лежнюк П. Д., Комар В. О., Кравцов К. І. Критерій оцінки якості функціонування розподільних мереж // Наукові праці Вінницького

національного технічного університету. 2008. № 3. URL: <http://ir.lib.vntu.edu.ua/handle/123456789/4363> (дата звернення: 30.04.2019).

97. Лежнюк П. Д., Лагутін В. М., Комар В. О. Кількісна оцінка якості функціонування розподільної електричної мережі за допомогою критеріальної моделі // Наукові праці Вінницького національного технічного університету. 2008. № 4. URL: <http://ir.lib.vntu.edu.ua/handle/123456789/4381> (дата звернення: 30.04.2019).

98. Леоненков А. В. Нечеткое моделирование в среде MATLAB и fuzzyTECH. СПб.: БХВ-Петербург, 2005. 736 с.

99. Мелентьев Л. А. Оптимизация развития и управления больших систем энергетики. М. : Высш. шк., 1982. 319 с.

100. Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільчих мереж напругою 0,28-20 кВ з повітряними лініями електропередачі: СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005. К.: ГРІФРЕ: М-во палива та енергетики України, 2005. 92 с.

101. Методичні вказівки з обстеження металевих і залізобетонних порталів відкритих розподільчих установок напругою 3-750 кВ: СОУ-Н ЕЕ 20.572:2006. К.: ГРІФРЕ: М-во палива та енергетики України, 2006. 95 с.

102. Миронова Л.Г. Класифікації рейтингових моделей та їх застосування в прийнятті управлінських рішень // Ефективна економіка. 2011. № 6. URL: <http://www.economy.nayka.com.ua/?op=1&z=583> (дата звернення: 30.04.2019).

103. Монахова Е., Пшеничников С. Интегральные оценки: распределительные сети // Эксперт. 2009. № 12. С. 79-80.

104. Мотало В. Аналіз шкал вимірювань // Вимірювальна техніка та метрологія. 2015. № 76. С. 21-35.

105. Мызин А. Л. Планирование развития электроэнергетических систем: учебное пособие. Екатеринбург, 2004. 55 с.

106. Норми технологічного проектування енергетичних систем і електричних мереж 35 кВ і вище. Норми: СОУ-Н ЕЕ 40.1-00100227-101:2014,

затверджено наказом Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 04.08.14 р. № 543

107. Нормы технологического проектирования энергетических систем и электрических сетей 35 кВ и выше : ГКД 341.004.003-94. К. : Минэнерго Украины, 1994. 32 с.

108. Оцінка технічного стану повітряних ліній електропередавання напругою від 35 до 750 кВ: методичні вказівки у двох частинах: СОУ-Н ЕЕ 20.571:2007. К.: ГРІФРЕ: М-во палива та енергетики України, 2007.

109. Папков Б. В., Куликов А. Л. Вопросы рыночной электроэнергетики. Н. Новгород: Изд-во Волго-Вятской академии государственной службы, 2005. 282 с.

110. План розвитку розподільних електричних мереж на 2016-2025 роки // Офіційний сайт Міністерства енергетики та вугільної промисловості України. URL: http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/uk/publish/article?art_id=245064086&cat_id=245064078 (дата звернення: 30.04.2019).

111. Плачинда В.Д., Яровицина Т.В., Замулко А. І., Чернецька Ю. В. Актуальні питання використання тарифів на електричну енергію, диференційованих за періодами часу // Енергосбережение. Енергетика. Енергоаудит. 2010. №9. С. 16-23.

112. Подолець Р. З. Методологічні аспекти аналізу та рейтингова оцінка ефективності функціонування енергопостачальних компаній // Економіст. 2003. № 1. С. 55-57.

113. Положення про Державну інспекцію енергетичного нагляду України: Постанова Кабінету Міністрів України від 14.02.2018 № 77 // База даних «Законодавство України». URL: <http://zakon5.rada.gov.ua/laws/show/77-2018-%D0%BF> (дата звернення: 30.04.2019).

114. Попов В. А., Романюк Р.А. Учет неопределенности информации при многокритериальной оценке альтернативных вариантов применения распределенной генерации // Енергетика: економіка, технології, екологія. 2017. № 1. С. 30-35.

115. Порядок впровадження новітніх технологій і обладнання в нове будівництво, реконструкцію та технічне переоснащення електричних мереж: СОУ-Н МПЕ 40.1-00013741-77:2012. Офіц. вид. К. : ГРІФРЕ: Міністерство палива та енергетики України, 2013. 34 с.

116. Праховник А. В. Від управління електроспоживанням до енергетики сталого розвитку // Вісник НТУУ «КПІ». Серія «Гірництво». 2010. Вип. 19. С. 110-121.

117. Праховник А. В., Находов В.Ф., Замулко А.І., Солоха (Чернецька) Ю.В., Степаненко Т. В. Актуальні питання управління попитом на електричну енергію та потужність // Проблеми розвитку енергетики. Погляд громадськості (збірка №7). К.: НТСЕУ, ОЕП «ГРІФРЕ», 2010. С. 191-193.

118. Про встановлення параметрів регулювання, що мають довгостроковий строк дії, для цілей стимулюючого регулювання: Постанова НКРЕ України від 23.07.2013 року № 1009 (у редакції від 11.01.2018) // База даних «Законодавство України». URL: <http://zakon5.rada.gov.ua/laws/show/z1266-13> (дата звернення: 20.03.2019).

119. Про застосування стимулюючого регулювання у сфері передачі електричної енергії місцевими (локальними) електричними мережами: Постанова НКРЕ України від 26.07.2013 року № 1029 (у редакції від 28.12.2016) // База даних «Законодавство України». URL: <http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/z1294-13> (дата звернення: 20.03.2019).

120. Про затвердження Кодексу систем розподілу: Постанова НКРЕКП від 14.03.2018 № 310 // База даних «Законодавство України». URL: <http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/v0310874-18> (дата звернення: 30.04.2019).

121. Про затвердження Ліцензійних умов провадження господарської діяльності з розподілу електричної енергії: Постанова НКРЕКП України від 25.07.2017 № 932 // База даних «Законодавство України». URL: <http://zakon5.rada.gov.ua/laws/show/v0932874-17> (дата звернення: 20.03.2019).

122. Про затвердження Методики (порядку) формування плати за приєднання до систем передачі та систем розподілу: Постанова НКРЕКП

України від 18.12.2018 року № 1965 // База даних «Законодавство України». URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v1965874-18> (дата звернення: 20.03.2019).

123. Про затвердження Переліку форм звітності Міністерства палива та енергетики України: Наказ Міністерства палива та енергетики України від 01.07.2008 року №352.

124. Про затвердження Положення про порядок подання, визначення та затвердження економічних коефіцієнтів нормативних та прогнозованих технологічних витрат електроенергії : Постанова НКРЕКП України від 27.07.2017 року № 981 // База даних «Законодавство України». URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0981874-17#n10> (дата звернення: 20.04.2019).

125. Про затвердження Порядку визначення регуляторної бази активів суб'єктів природних монополій у сфері електроенергетики: Постанова НКРЕ України від 11.07.2013 року № 899 (у редакції від 12.11.2015) // База даних «Законодавство України». URL: <http://zakon5.rada.gov.ua/laws/show/z1221-13> (дата звернення: 20.04.2019).

126. Про затвердження Порядку встановлення (формування) тарифів на послуги з розподілу електричної енергії : Постанова НКРЕКП України від 05.10.2018 року № 1175 // База даних «Законодавство України». URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v1175874-18> (дата звернення: 20.03.2019).

127. Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій споживачам за їх недотримання: Постанова НКРЕКП від 12.06.2018 № 375 // База даних «Законодавство України». URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0375874-18> (дата звернення: 20.03.2019).

128. Про затвердження Порядку розроблення та подання на затвердження планів розвитку систем розподілу та інвестиційних програм операторів систем розподілу: Постанова НКРЕКП від 04.09.2018 № 955 // База даних

«Законодавство України». URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0955874-18> (дата звернення: 20.03.2019).

129. Про затвердження форм звітності щодо показників якості електропостачання та інструкцій щодо їх заповнення: Постанова НКРЕКП України від 12.06.2018 року № 374 // База даних «Законодавство України». URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0374874-18> (дата звернення: 08.02.2019).

130. Про інноваційну діяльність: Закон України від 04.07.2002 № 40-IV (у редакції від 05.12.2012) // База даних «Законодавство України» / ВР України. URL: <http://zakon.rada.gov.ua/laws/show/40-15> (дата звернення: 30.04.2019).

131. Про природні монополії: Закон України від 20.04.2000 № 1682-III (у редакції від 11.06.2017) // База даних «Законодавство України» / ВР України. URL: <http://zakon5.rada.gov.ua/laws/show/1682-14> (дата звернення: 30.04.2019).

132. Про ринок електричної енергії: Закон України від 13.04.2017 № 2019-VIII // База даних «Законодавство України» / ВР України. URL: <http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/2019-19> (дата звернення: 30.04.2019).

133. Програма розвитку електричних мереж напругою 35-110(150) кВ та визначення обсягів реконструкції електричних мереж напругою 0,4-10 кВ на 2007-2011 роки, схвалена розпорядженням Кабінету Міністрів України від 11.09.07 № 727-р.

134. Програма розвитку електричних мереж напругою 35-110(150) кВ та визначення обсягів реконструкції електричних мереж напругою 0,4-10 кВ на 2012 - 2015 роки.

135. Скопинцев В. А. Качество электроэнергетических систем: надежность, безопасность, экономичность, живучесть. М.: Энергоатомиздат, 2009. 332 с.

136. Слупський Б. В., Малюська В. А. Форми та методи державного управління електроенергетичною галуззю // Державне управління: теорія та практика. 2012. № 1. URL: <http://academy.gov.ua/ej/ej15/txts/12SBVUEG.pdf> (дата звернення: 30.04.2019).

137. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / под ред. С. С. Рокотяна, И. М. Шапиро. М. : Энергоатомиздат, 1985. 352 с.

138. Стогній Б. С., Кириленко О. В., Праховник А. В., Денисюк С. П. Еволюція інтелектуальних електричних мереж та їхні перспективи в Україні // Технічна електродинаміка. 2012. № 5. С. 52-67.

139. Стрелкова Г.Г., Пустовойтов А.М. Технічний стан та перспективи розвитку розподільних електричних мереж України // Енергетичний менеджмент: стан та перспективи розвитку. Збірник наукових праць V Міжн. наук.-практ. та навч.-метод. конф. у м. Києві 17-19 квітня 2018 р. Київ, КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2018. С. 50-51.

140. Тищенко А. Н., Петрова Н. Б. Перспективы развития предприятий электроэнергетики в современном мегаполисе на основе оценки их конкурентоспособности // Коммунальное хозяйство городов. Научно-технический сборник ХНАГХ. 2006. Вып. 71. С. 110-115.

141. Ущаповський К. В., Костін Ю.Д. Тенденції розвитку електроенергетики: загрози та можливості // Енергозбереження. Енергетика. Енергоаудит. 2013. №1 (107). С.21-32.

142. Филатов А. А. Совершенствование методов управления физическими активами электросетевых компаний : автореф. дисс. на соиск. науч. звания канд. экон. наук : спец. 08.00.05 «Экономика и управление народным хозяйством». Иваново, 2009. 22 с.

143. Хант С., Шаттлуорт Г. Конкуренция и выбор в электроэнергетике : монография. London : National Economic Research Associates, 1998. 260 с.

144. Чайковский А. А. Рейтинговые оценки и их формирование в отраслевой экономике: автореф. дисс. на соиск. уч. степ. канд. экон. наук : спец. 08.00.13 «Математические и инструментальные методы экономики». М., 2008. 21 с.

145. Чернецька Ю. В. Дослідження проблеми управління розвитком систем розподілу електроенергії України в історичному контексті // The development of

technical sciences: problems and solutions: Conference Proceedings, April, 27-28, 2018. Brno: Baltija Publishing, 2018. С. 197-200.

146. Чернецька Ю. В., Замулко А. І. Рейтингове оцінювання в задачах управління розвитком розподільних електричних мереж // Вісник Вінницького політехнічного інституту. 2013. №1. С. 94-100.

147. Чернецька Ю. В., Замулко А. І. Застосування методів моделювання для формування планів перспективного розвитку розподільчих мереж // Комунальне господарство міст. Серія «Технічні науки та архітектура»: науково-технічний збірник. 2011. Вип. 89. С. 406-414.

148. Чернецька Ю. В., Замулко А. І. Рейтингове оцінювання в задачах управління розвитком розподільних електричних мереж // Контроль і управління в складних системах (КУСС-2012). XI Міжн. конф., м. Вінниця, 9-11 жовтня 2012 р.: тези доповідей. Вінниця: ВНТУ, 2012. С.177-178.

149. Чернецька Ю. В., Замулко А. І. Роль інновацій у формуванні стратегії розвитку розподільчих електричних мереж // Актуальные вопросы развития инновационной деятельности: мат. XIV межд. науч.-практ. конф., г. Евпатория, 23-27 мая 2011 г. С. 144-149.

150. Чернецька Ю. В., Замулко А. І. Система моніторингу технічного стану розподільчих електричних мереж // Энергосбережение. Энергетика. Энергоаудит. 2011. №9. С. 28-37.

151. Чернецька Ю.В. Системи розподілу електроенергії в Україні: ключові характеристики їх розвитку // Відновлювана енергетика та енергоефективність у XXI столітті : Матеріали XVIII міжн. наук.-практ. конф., 27-29.09.2017 р. К.: КПІ ім. Ігоря Сікорського, Інститут відновлюваної енергетики НАНУ, 2017. С. 70-75.

152. Шпак А. Д. Теоретико-практичні засади імплементації методу DEA при оцінюванні економічної ефективності // Моделювання регіональної економіки. 2014. № 1. С. 23-39. URL: http://nbuv.gov.ua/UJRN/Modre_2014_1_5 (дата звернення: 30.04.2019).

153. Штовба С.Д. Проектирование нечетких систем средствами MATLAB. М.: Горячая линия – Телеком, 2007. 288 с.

154. Экель П. Я., Попов В. А., Ткаченко В. В. Использование элементов экспертных систем при управлении функционированием и развитием электрических сетей // Proceedings of the 3-th Symposium on Optimization of Development and Operation of Power Systems. Jassy. 1991. Vol. 1. pp. 88-91.

155. Экель П. Я., Попов В. А., Ткаченко В. В. Нечеткий вывод в задачах управления функционированием и развитием систем электроснабжения. Техническая электродинамика. 1991. №6. С. 77-83.

156. Энергетика XXI века: системы энергетики и управление ими / Подковальников С. В. и др.; отв. ред. Н. И. Воропай. Новосибирск : Наука, 2004. 364 с.

Додаток А

Характеристика основних систем розподілу електричної енергії України

Таблиця А.1

Коротка характеристика електричних мереж ОСР та величини тарифів на послуги розподілу електроенергії (за даними [82, 110])

Назва ОСР (скорочення, прийняте в роботі)	Річний обсяг електро- споживання, млн. кВт·год.	Обсяг електро- мереж, тис. у.о.	ТВЕ, %	Тариф, грн./МВт·год.	
				1 клас	2 клас
ПАТ «Вінницяобленерго» (ВінОЕ)	3139	294,6	15,0	65,66	352,25
ПрАТ «Волиньобленерго» (ВолОЕ)	1729	127,8	13,2	35,11	294,39
ПрАТ «ДТЕК Дніпровські електромережі» (ДнОЕ)	24144	524,1	4,5	36,60	189,57
АТ «ДТЕК Донецькі електромережі» (ДонОЕ)	8238	507,8	17,6	68,63	344,83
АТ «Житомиробленерго» (ЖитОЕ)	2720	189,2	14,5	71,55	412,78
ПрАТ «Закарпаттяобленерго» (ЗакОЕ)	2100	118,0	16,6	56,90	330,37
ВАТ «Запоріжжяобленерго» (ЗапОЕ)	9137	256,8	8,1	16,41	228,42
ПрАТ «ДТЕК Київські електромережі» (КиївЕ)	9529	120,1	7,6	7,23	84,19
ПрАТ «Київобленерго» (КОЕ)	6282	221,0	15,8	19,36	153,20
ПрАТ «Кіровоградобленерго» (КіроОЕ)	2222	176,3	13,4	61,65	408,09
ПрАТ «Львівобленерго» (ЛвОЕ)	4489	395,6	13,6	66,85	291,58
АТ «Миколаївобленерго» (МикОЕ)	3070	135,3	12,2	60,14	249,81
АТ «Одесаобленерго» (ОдОЕ)	6678	285,8	13,6	51,87	249,84
ПАТ «Полтаваобленерго» (ПолОЕ)	5575	235,2	8,3	55,60	268,94
АТ «Прикарпаттяобленерго» (ПрикОЕ)	2459	131,5	13,3	54,40	408,77
ПрАТ «Рівнеобленерго» (РівнОЕ)	2576	129,4	12,8	32,52	258,22
ПАТ «Сумиобленерго» (СумОЕ)	2410	235,9	11,6	97,16	427,15
ВАТ «Тернопільобленерго» (ТерОЕ)	1528	89,7	17,3	66,83	339,13
АТ «Харківобленерго» (ХарОЕ)	7364	226,2	12,9	25,73	194,89
АТ «Херсонобленерго» (ХерсОЕ)	2804	127,9	15,8	50,90	273,68
АТ «Хмельницькобленерго» (ХмОЕ)	2509	142,2	14,9	69,72	310,40
ПАТ «Черкасиобленерго» (ЧеркОЕ)	34830	169,6	11,8	66,11	214,13
АТ «Чернівціобленерго» (ЧернвОЕ)	1569	84,3	17,6	38,93	251,14
ПАТ «Чернігівобленерго» (ЧернгОЕ)	2126	156,1	13,7	68,13	398,69
ДП «Регіональні електричні мережі» (RegEM)	4774	55358	3,6	18,62	148,48
ПрАТ «ДТЕК ПЕМ-Енерговугілля» (ЕнВуг)	1433	25,3	4,7	7,96	331,24
ТОВ «ДТЕК Високовольтні мережі» (ВМ)	9570	30,1	1,3	10,19	54,10



Рис. А.1 - Кількість споживачів та обсяг електроспоживання за 2011 рік у розрізі регіонів України (за даними анкетування ЕПО)

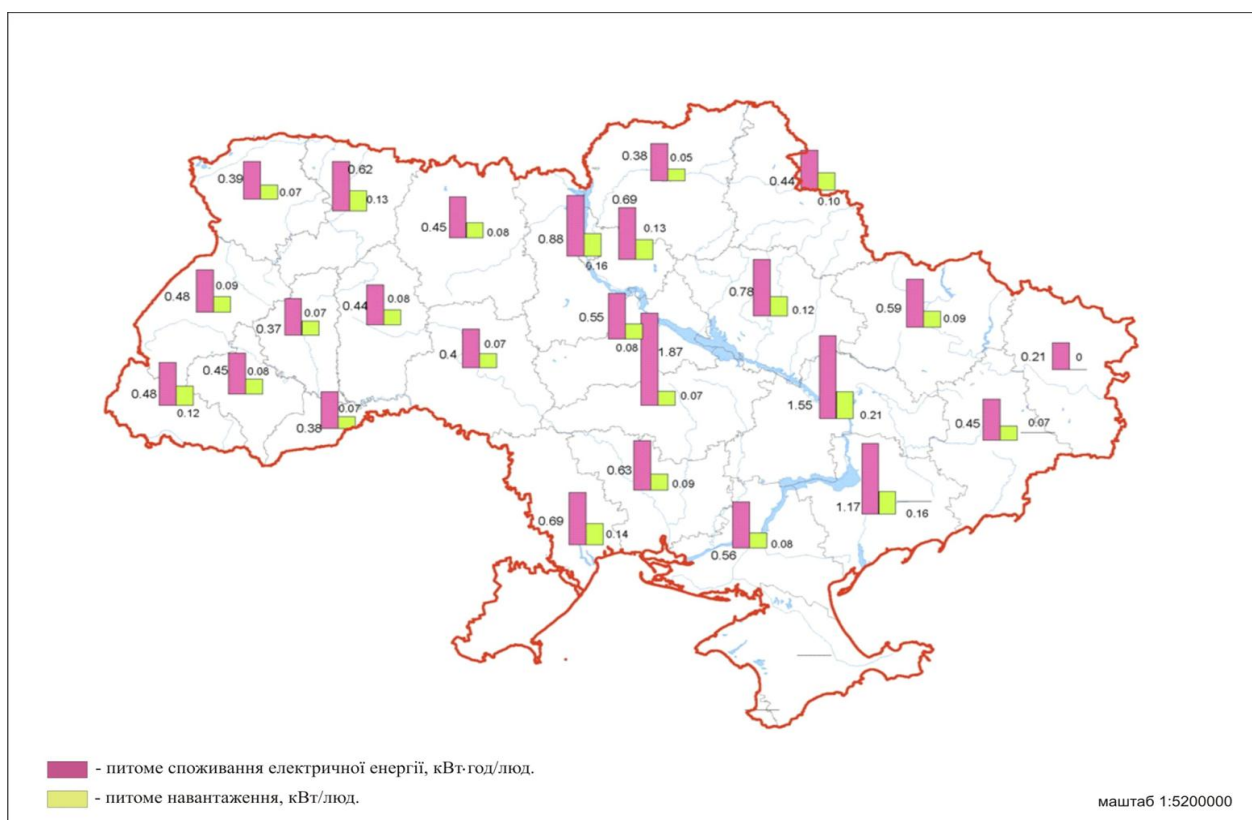


Рис. А.2 – Питоми показники електричних навантажень та споживання електричної енергії по областях України [110]

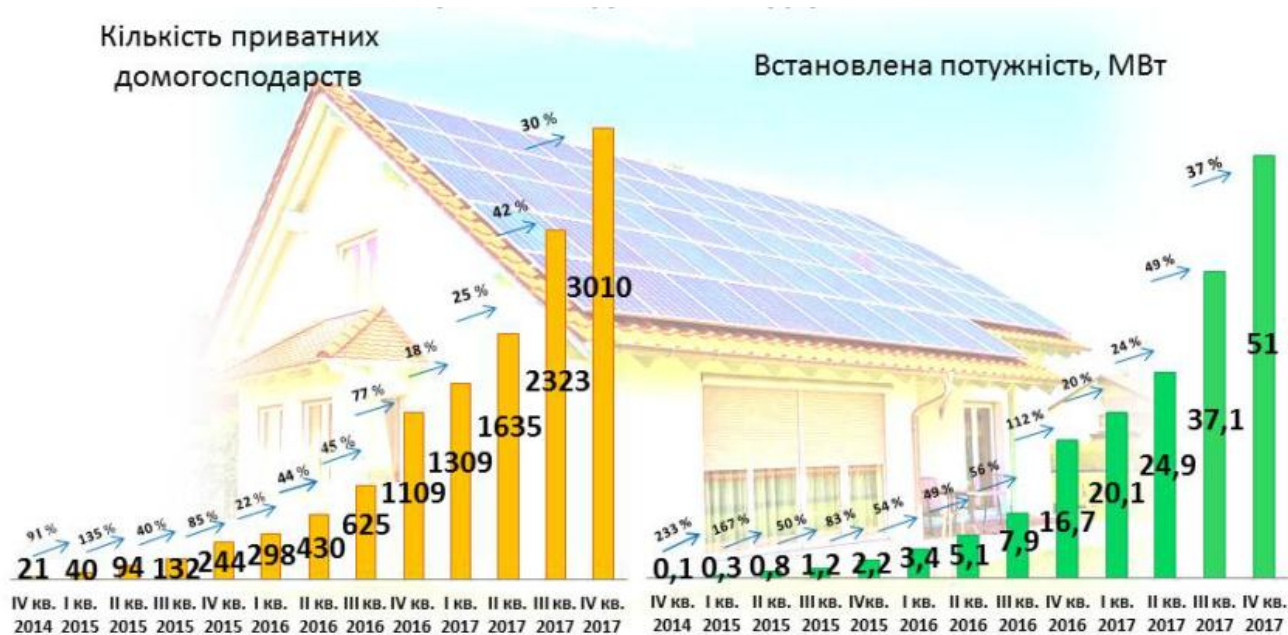


Рис. А.3 – Динаміка зростання кількості і потужності СЕС (МВт) в приватних домогосподарствах України, 2014-2017, поквартально [61]

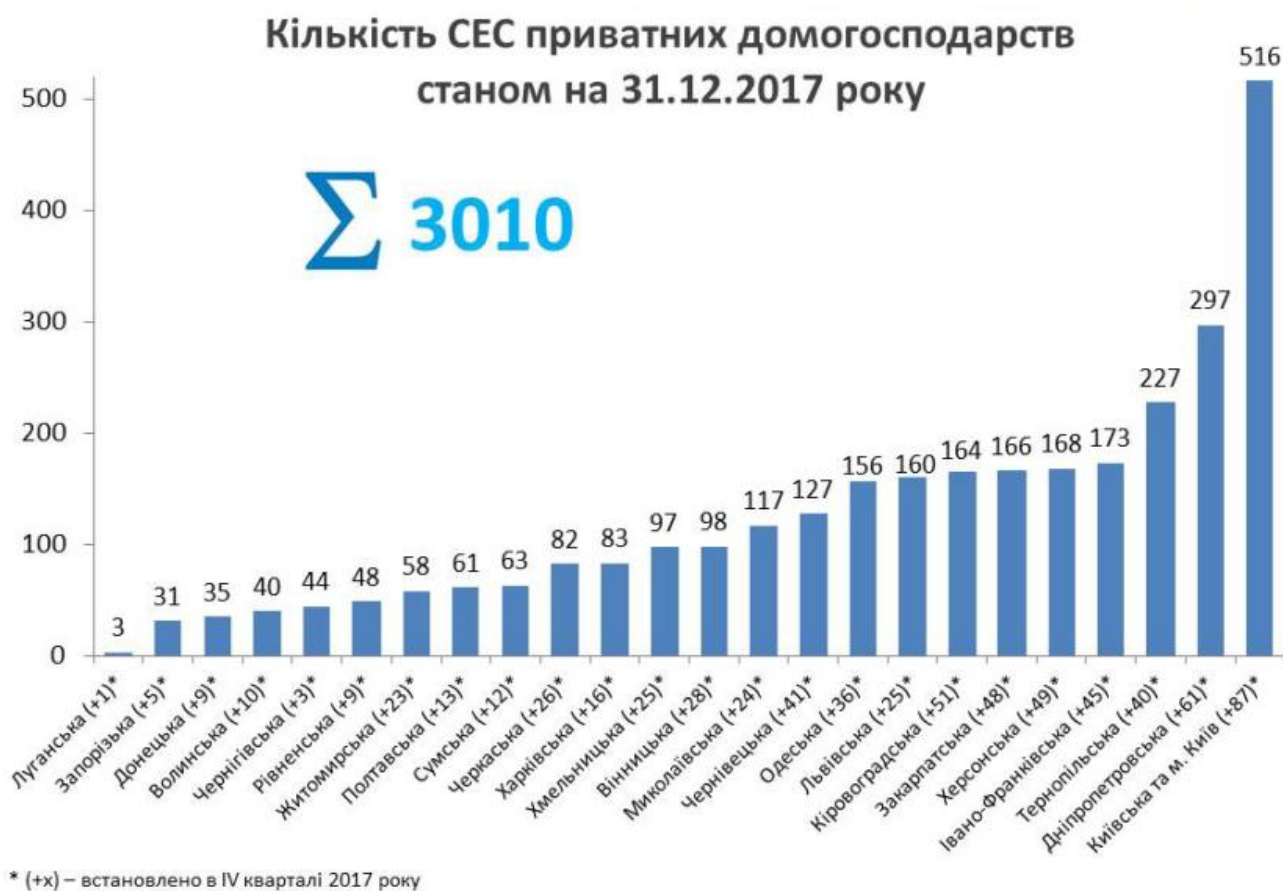


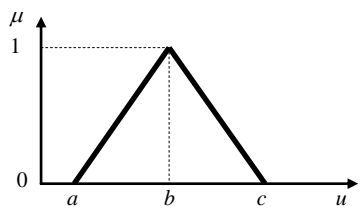
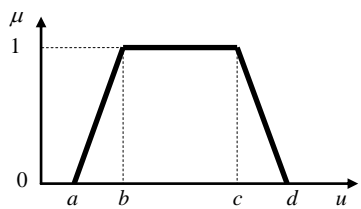
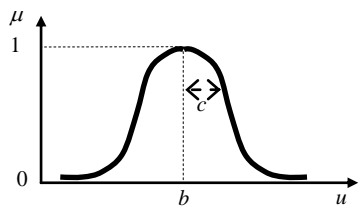
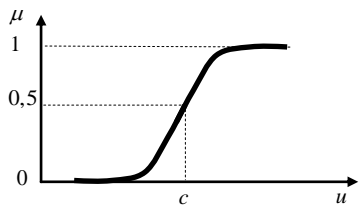
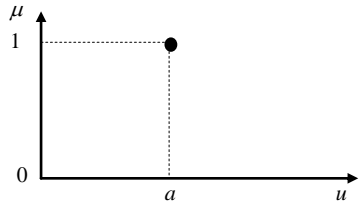
Рис. А.4 – Кількість СЕС в приватних домогосподарствах України на початок 2018 року, за областями [61]

Додаток Б

Параметричні функції належності

Таблиця Г.1

Математичний опис параметричних функцій належності

Назва функції, графічне представлення	Аналітичний вираз	Інтерпретація параметрів
Трикутна 	$\mu(u) = \begin{cases} 0, & u \leq a \text{ або } u \geq c \\ \frac{u-a}{b-a}, & a \leq u \leq b \\ \frac{c-u}{c-b}, & b \leq u \leq c \end{cases}$	(a, c) - носій нечіткої множини - песимістична оцінка нечіткого числа; b - координата максимуму - оптимістична оцінка нечіткого числа
Трапецієвидна 	$\mu(u) = \begin{cases} 0, & u \leq a \text{ або } u \geq d \\ \frac{u-a}{b-a}, & a \leq u \leq b \\ 1, & b \leq u \leq c \\ \frac{d-u}{d-c}, & c \leq u \leq d \end{cases}$	(a, d) - носій нечіткої множини - песимістична оцінка нечіткого числа; $[b, c]$ - ядро нечіткої множини - оптимістична оцінка нечіткого числа
Гаусова 	$\mu(u) = \exp \left[- \left(\frac{u-b}{2c} \right)^2 \right]$	b - координата максимуму; c - коефіцієнт концентрації
Сигмоїдальна 	$\mu(u) = \frac{1}{1 + \exp(-a(u-c))}$	a - коефіцієнт крутизни; c - координата переходу через 0,5
Синглтонна 	$\mu(u) = \begin{cases} 1, & u = a \\ 0, & u \neq a \end{cases}$	a - чітке число, представлене у вигляді нечіткої множини

Додаток В

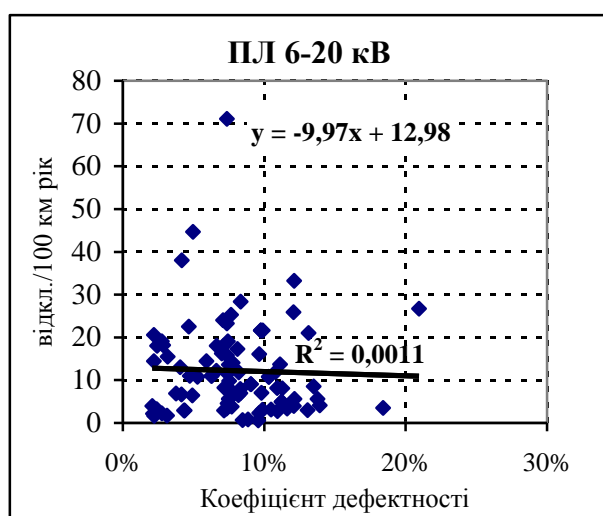
Окремі результати аналізу звітних даних основних операторів систем розподілу електроенергії України

Аналіз та узагальнення звітних даних ОСР за 2008-2010 рр. було проведено в рамках виконання науково-практичної роботи під назвою «Аналіз статистичної звітності електропередавальних організацій щодо технічного стану, ремонтно-експлуатаційного обслуговування та розвитку об'єктів розподільчих електричних мереж».

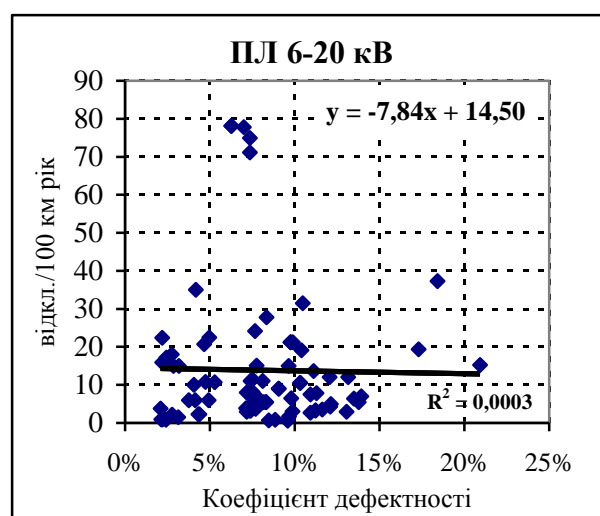
Таблиця В.1

Кількісна характеристика технічного стану повітряних ЛЕП

Група об'єктів	Значення показника	Питома кількість відключень, відкл./100 км рік		
		2008	2009	2010
ПЛ 110(150)кВ	Середньозважене	4,865	4,327	4,628
	Діапазон зміни	0,7÷15,6	1,03÷14,6	0,21÷8,28
ПЛ 35 кВ	Середньозважене	3,233	3,561	3,718
	Діапазон зміни	0,055÷23,1	0,36÷41	0,18÷17,5
ПЛ 6-20 кВ	Середньозважене	13,81	10,567	10,649
	Діапазон зміни	0,62÷71,11	0,68÷441	0,8÷438
ПЛ до 1 кВ	Середньозважене	32,922	23,733	24,319
	Діапазон зміни	2,6÷325,29	3,46÷224	6,1÷220



а) фактичні відключення



б) прогнознi відключення

Рис. В.1 – Дослідження кореляційної залежності між кількісними та якісними показниками технічного стану (за звітними даними у 2008-2010 роках)

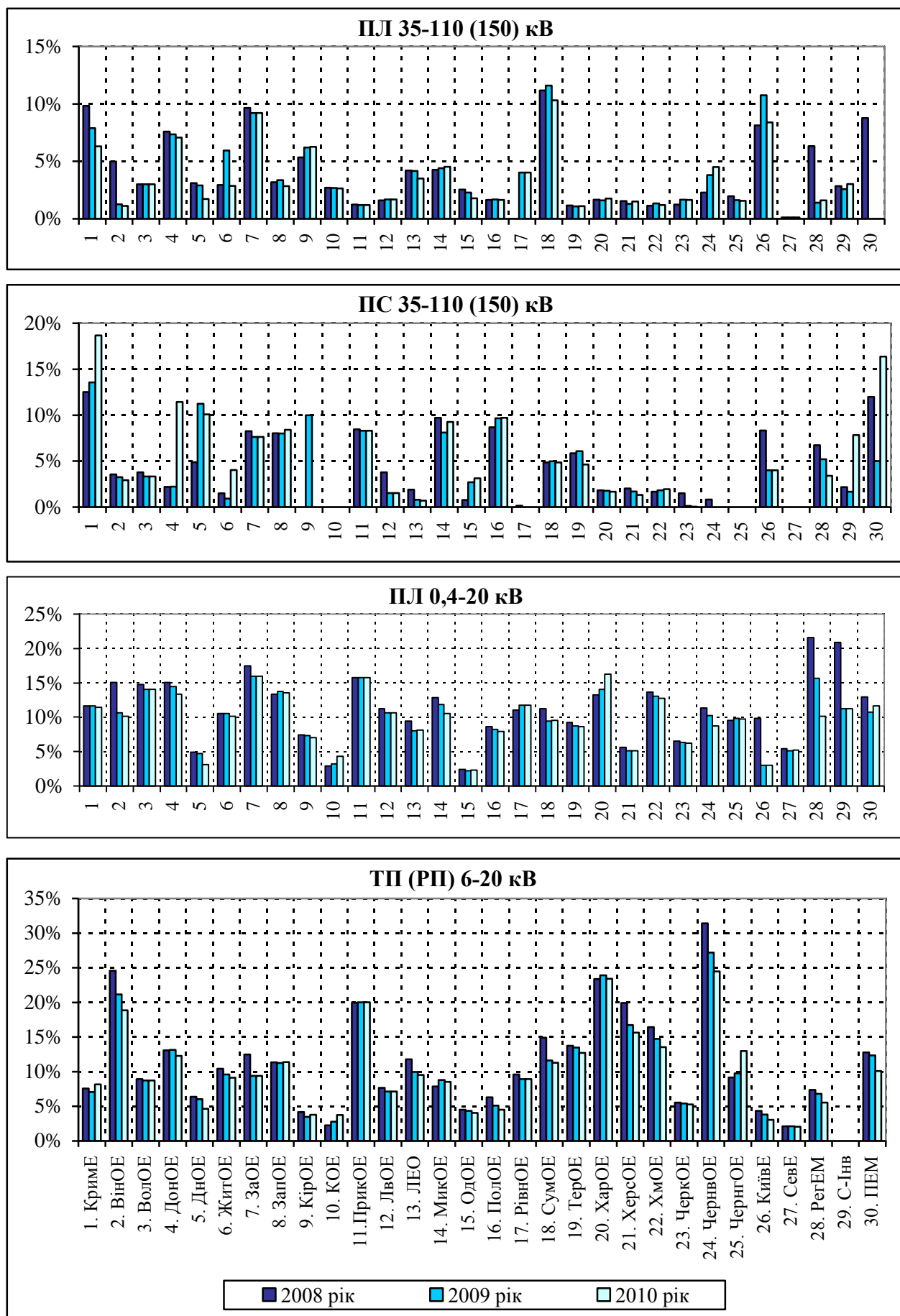


Рис. В.2 – Дефектність основних груп об'єктів електричних мереж, 2008-2010 рр.

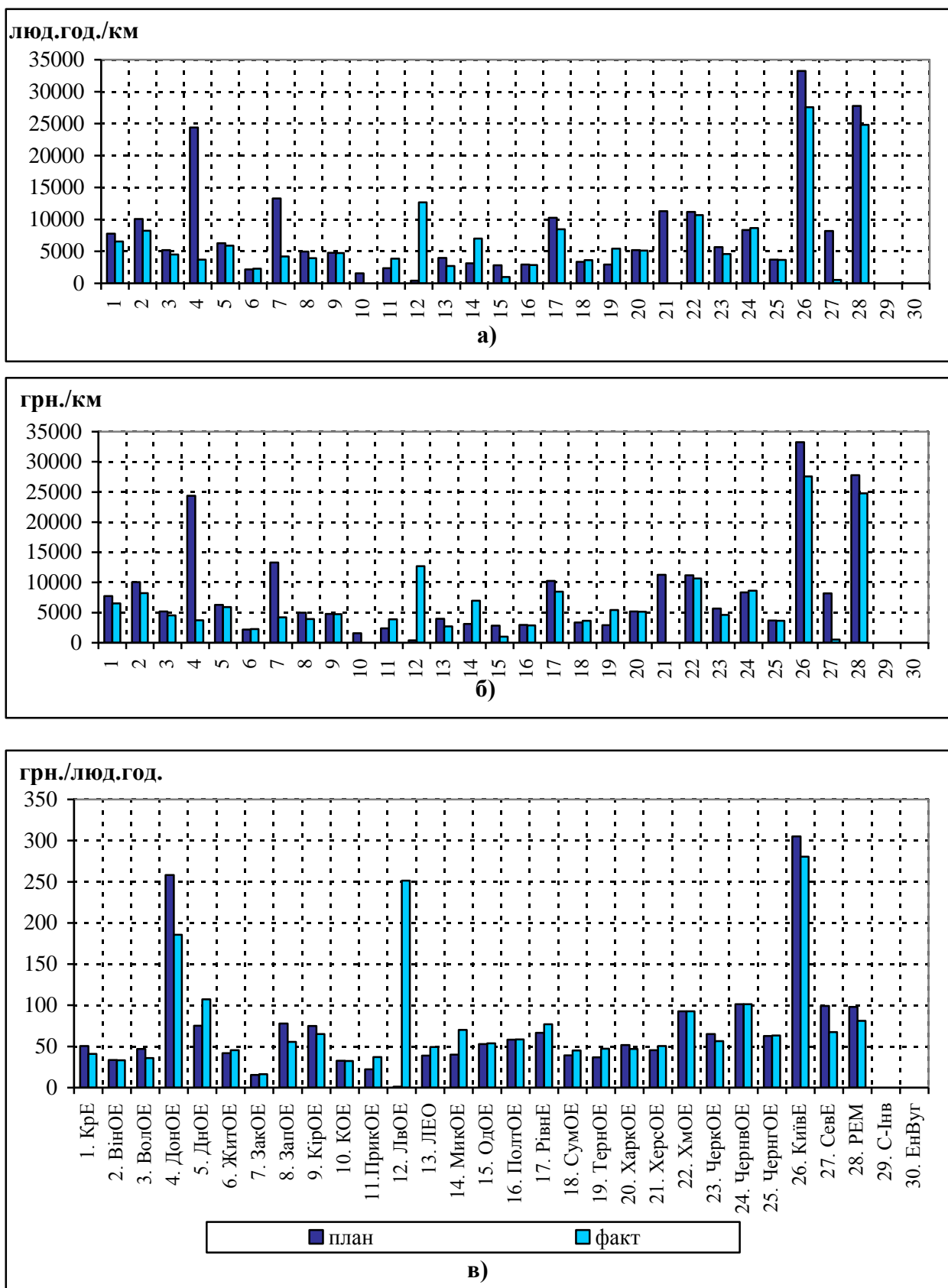
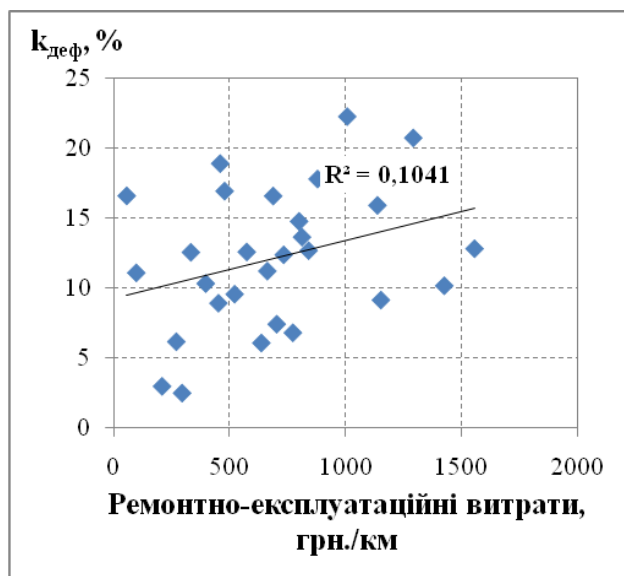
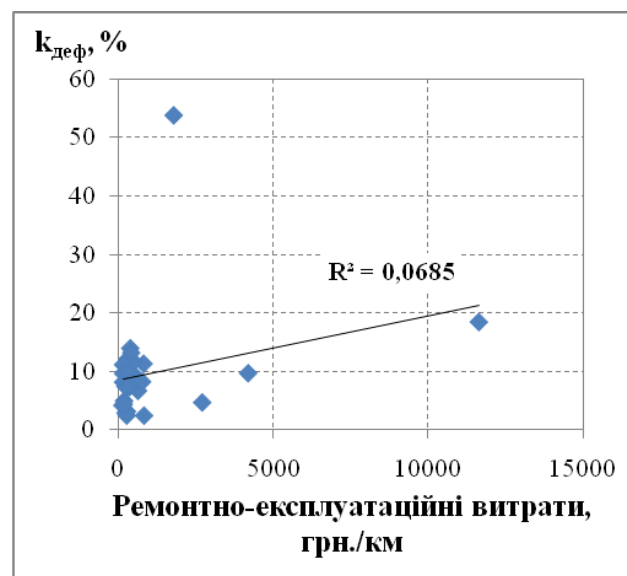


Рис. В.3 – Питомі витрати робочого часу (а) грошей (б) та виробіток (в) на проведення капітального ремонту ПЛ до 1 кВ у 2010 році



а) ПЛ до 1 кВ



б) ПЛ 6-20 кВ

Рис. В.4 – Дослідження кореляційної залежності між технічним станом об'єктів електричних мереж та питомими витратами на ТО і КР (2009 р.)

Результати порівняльного аналізу більш актуальних звітних даних ОСР, що є у відкритому доступі (річні звіти НКРЕКП, Плани розвитку систем розподілу електричної енергії), також дають привід сумніватися у достовірності звітних даних ОСР або ж свідчать про вибірковість представлення інформації. Наприклад, у Плані розвитку розподільних електричних мереж на 2016-2025 роки наводяться загальні значення індексів середньої тривалості довгих перерв в електропостачанні (SAIDI), а у відповідному річному звіті НКРЕКП наведено лише тривалість перерв з вини ОСР, що інколи змінює показники в кілька разів (табл. В.2). Разом з тим, можливості органів державної влади перевірити звітні дані є досить обмеженими.

Порівняльний аналіз звітних даних про значення індексів середньої тривалості довгих перерв в електропостачанні (SAIDI) за 2014 рік

ОСР	План розвитку на 2016-2025 роки [110]: SAIDI, хв.	Річний звіт НКРЕКП [78]: SAIDI з вини компаній, 0,4-20 кВ	
		Міські населені пункти	Сільські населені пункти
ВінОЕ	4 050	401,7	456,6
ВолОЕ	1 675	357,6	861,0
ДнОЕ	1 451	418,0	656,7
ДонОЕ	7 707	1 107,3	1 602,8
ЖитОЕ	1 839	290,4	584,8
ЗакОЕ	1 920	464,3	844,9
ЗапОЕ	1 165	176,5	71,1
КиївЕ	300	186,4	680,5
КОЕ	3 124	517,4	886,0
Кірово	3 651	303,9	939,3
Львів	2 511	436,8	1 395,3
ЛЕО	428	174,1*	190,4*
Мико	4 554	601,1	1 206,3
ОдОЕ	4 653	836,7	927,4
ПолОЕ	3 263	384,2	970,3
Прикар	2 410	393,7	1 073,6
РівнОЕ	4 688	326,1	788,2
СумОЕ	4 333	132,1	207,9
ТерОЕ	2 520	194,2	429,0
ХарОЕ	1 572	193,2	200,0
Херсон	4 809	756,3	1 038,8
Хмель	2 568	98,9	194,3
ЧеркОЕ	3 947	218,5	504,8
Чернів	3 986	116,5	128,1
Черніг	3 799	157,9	293,9
РегЕМ	8 990	215,0	154,9
ВМ	-	2,5	0
ЕнВуг	1 405	31,9	0

* Дані за перше півріччя 2014 року

Додаток Г

Вихідні дані для рейтингування операторів систем розподілу

ОСР	кТ1												кТ2												кТ3															
	ЛЕП 110				ЛЕП 35				ЛЕП 10				ЛЕП 0,4				ПС 110				ПС 35				ПС 10				ПС 110				ПС 35				ПС 10			
	рек+ зам	всього	кТ1(110)	рек+ зам	всього	кТ1(35)	рек+ зам	всього	кТ1(10)	рек+ зам	всього	кТ1(0,4)	рек+ зам	всього	кТ2(110)	рек+ зам	всього	кТ2(35)	рек+ зам	всього	кТ2(10)	рек+ зам	всього	кТ3(110)	рек+ зам	всього	кТ3(35)	рек+ зам	всього	кТ3(10)	рек+ зам	всього								
	км	км	%	км	км	%	км	км	%	км	км	%	од.	од.	%	од.	од.	%	од.	од.	%	МВА	МВА	%	МВА	МВА	%	МВА	МВА	%	МВА	МВА	%							
	км	км	%	км	км	%	км	км	%	км	км	%	од.	од.	%	од.	од.	%	од.	од.	%	МВА	МВА	%	МВА	МВА	%	МВА	МВА	%	МВА	МВА	%							
ВінОЕ	0	1895,3	0,00	0	1935,9	0,00	1157,8	15359,6	0,08	3371,2	23138,4	0,15	2	82	0,02	1	109	0,01	2560	10124	0,25	0	1569	0,00	-	499,3	-	499	1945,3	-	499	1945,3	-	499	1945,3	-				
ВоЛ	45	901	0,05	59	1225	0,05	859	10082	0,09	61	13438	0,00	5	39	0,13	1	73	0,01	1035	5766	0,18	69,5	828,1	0,08	20	339	0,06	-	1120,3	-	339	1120,3	-	339	1120,3	-				
ДнОЕ	119,3	2020,5	0,06	141,5	4610,2	0,03	280,7	13916,5	0,02	2996,8	24576,8	0,12	3	71	0,04	1	263	0,00	1293	12069	0,11	345	5970,4	0,06	32	2139,3	0,01	334	3203,5	-	334	3203,5	-	334	3203,5	-				
ДнОЕ	1394	2675,7	0,52	1416	3246,08	0,44	2900	18899	0,15	10265	36134	0,28	-	116	-	-	257	-	2786	12370	0,23	-	4636,7	-	-	2777,2	-	899	2786	0,32	-	2786	0,32	-	2786	0,32				
ЖитОЕ	0	1463,1	0,00	39	2424,8	0,02	780,9	14032	0,06	2986	17562,3	0,17	-	50	-	-	143	-	1079	8826	0,12	-	1410,8	-	-	634,5	-	-	1616,8	-	-	1616,8	-	-	1616,8	-				
ЗнОЕ	223	1031	0,22	103	1123	0,09	726	6451	0,11	1828	9641	0,19	9	38	0,24	10	85	0,12	200	4674	0,04	235,6	973	0,24	90,3	510	0,18	68	1168	0,06	-	1168	0,06	-	1168	0,06				
ЗнОЕ	199	1595,2	0,12	45,5	3728,5	0,01	3075	14303,7	0,21	4234,6	18684,3	0,23	24	50	0,48	63	212	0,30	1287	6277	0,16	2396	5430,9	0,44	572,9	1684,5	0,34	288	2029,2	0,14	-	2029,2	0,14	-	2029,2	0,14				
КиївЕ	15,1	189,7	0,08	219,3	294,6	0,74	486,2	6179,2	0,08	411,7	6025,6	0,07	-	44	-	-	21	-	3815	-	-	-	3	-	1	-	90	-	-	90	-	-	90	-	-	90	-			
КОЕ	72,7	1715,3	0,04	79,3	2241,1	0,04	1317,4	12177,3	0,11	3779,9	17731,6	0,21	3	80	0,04	6	167	0,04	2012	9321	0,22	-	2800,2	-	-	986,1	-	404	1952	0,21	-	1952	0,21	-	1952	0,21				
КіроОЕ	221	1428	0,15	295	3007,8	0,10	646	9982	0,06	1135	12952	0,09	-	22	-	-	176	-	106	6874	0,02	-	1427,8	-	-	995,2	-	16	1226,5	0,01	-	1226,5	0,01	-	1226,5	0,01				
ЛьОЕ	4,7	1637,7	0,00	54	2068,4	0,03	570	14343	0,04	2419	22320	0,11	3	35	0,09	-	91	-	2067	5866	0,35	107,3	1861,2	0,06	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-				
ЛьО	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-					
МінОЕ	139,2	1221,5	0,11	158,6	3084,2	0,05	906,7	9226,1	0,10	1705,4	11266,3	0,15	2	25	0,08	2	192	0,01	931	5724	0,16	-	1279,5	-	-	970,2	-	-	1198,2	-	-	1198,2	-	-	1198,2	-				
ОдОЕ	25,7	1828,2	0,01	6,9	3714,5	0,01	235	20388,6	0,01	235	20388,6	0,01	10	69	0,14	12	205	0,06	408	8740	0,05	-	2961,4	-	-	941,3	-	-	2442,4	-	-	2442,4	-	-	2442,4	-				
ПолОЕ	60,3	1888,5	0,03	61	2536	0,02	237	14758	0,02	1896	22028	0,09	25	69	0,36	40	137	0,29	248	9881	0,03	739,2	1803,7	0,41	166,4	601,8	0,28	32	1752,7	0,02	-	1752,7	0,02	-	1752,7	0,02				
ПримОЕ	3,7	823,1	0,00	5,7	1091,5	0,01	644	8552	0,08	4835	15935	0,30	14	39	0,36	0	90	0,00	1572	6246	0,25	-	1192,5	-	0	620,3	0,00	-	1281,1	-	-	1281,1	-	-	1281,1	-				
РівОЕ	0	1112	0,00	0	1339,6	0,00	930,7	10132,7	0,09	2881,8	13894,1	0,21	3	35	0,09	-	91	-	2067	5866	0,35	107,3	797,3	0,13	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-					
СумОЕ	142,2	1256,2	0,11	409,3	2293,3	0,18	809	12532,4	0,06	1466,4	16046,8	0,09	3	37	0,08	14	142	0,10	996	7315	0,14	152	1295,3	0,12	73,6	603,5	0,12	-	1467,2	-	-	1467,2	-	-	1467,2	-				
ТерОЕ	1	856	0,00	5	1395	0,00	222	8256	0,02	1526	12591	0,12	6	41	0,15	3	112	0,03	977	5840	0,15	137,9	775,6	0,18	10	352,2	0,03	125	1002,2	0,12	-	1002,2	0,12	-	1002,2	0,12				
ХарОЕ	60	2670,1	0,02	32	3183,7	0,01	1634,1	19084,2	0,09	3220,7	22133,9	0,15	-	93	-	-	195	-	4528	10841	0,42	-	4143,3	-	-	1000	-	-	1258	3053,8	0,41	-	3053,8	0,41	-	3053,8	0,41			
ХерОЕ	0	899	0,00	0	3687,6	0,00	236,2	9903	0,02	408,5	11006	0,04	-	18	-	-	199	-	919	4353	0,21	-	1385	-	-	1352	-	-	1056,7	-	-	1056,7	-	-	1056,7	-				
ХмОЕ	0	1247,5	0,00	11	1651,9	0,01	562,6	13630,3	0,04	3494,9	17485,7	0,20	4	70	0,06	18	104	0,17	1269	7316	0,17	190	1362,6	0,14	61,6	401,3	0,15	222	1529,2	0,15	-	1529,2	0,15	-	1529,2	0,15				
ЧернОЕ	0	1088,1	0,00	0	2404,9	0,00	391	11394,5	0,03	2358	16897,6	0,14	-	38	-	-	136	-	377	8887	0,14	-	1533,7	-	-	730,2	-	-	1702	0,04	-	1702	0,04	-	1702	0,04				
ЧернОЕ	0	616,8	0,00	0	459,5	0,00	253,5	5132,8	0,05	892	11399,3	0,08	1	37	0,03	1	35	0,03	263	3721	0,07	16,3	732	0,02	7,5	141,5	0,05	36,1	758,3	0,05	-	758,3	0,05	-	758,3	0,05				
ЧернОЕ	0	1221,7	0,00	23,4	2466,8	0,01	334	13706,7	0,02	1830,9	18728,2	0,10	3	37	0,08	15	127	0,12	2037	8467	0,24	50,2	425,5	0,12	52,5	561,8	0,09	841	1508,3	0,56	-	1508,3	0,56	-	1508,3	0,56				

Рисунок Г.1 – Вихідні дані для рейтингування основних ОСР:
технічний стан (T)

ОСР	кR1		кR4		кR5		кL1		кL2		кI1		кI2		кI3				
	0,4-20 н		0,4-20 с		35-110		ОСР		ОСР		ОСР		ОСР		10 (СЕС довгоп.)				
	SAIDI/ (0,4-20н)	SAIDI/ (0,4-20с)	Аварийний недовід.	Обсяг електроспоживання	кR4(%)	кR5/ Кільк. відкл. на 100 км ЛЕП	Обсяг електроспоживання	Встановлена потужн. тр-рів	Коеф. вик. встан. потужн./ кL1(ОСР)	Обсяг електроспоживання	Пікове (max) навантаження	Коеф. завантаження/ кL2(ОСР)	Кількість точок обліку	Кількість замінених лічильників	Частка оновл. лічильників/ кI1(ОСР)	Частка ЛУЗОД до норм./ кI2(ОСР)	Кільк. звернень	Кільк. Догов. од.	кI3(10) відн. од.
	кВт	кВт	тис.кВт год.	млн.кВт год.	%	од./100 км	млн.кВт год.	МВА	%	млн.кВт год.	МВт	відн. од.	шт.	шт.	%	%	од.	од.	відн. од.
ВінОЕ	401,7	456,6	1514	3139	4,82	79,9	3139	4013,6	8,93	3139	516	0,69	808603	42200	5,22	89,50	2	1	0,5
ВоЛ	357,6	861	399,4	1728,8	2,31	4,4	1728,8	2287,4	8,63	1728,8	290	0,68	393951	21327	5,41	55,80	1	1	1
ДнОЕ	418	656,7	1933,4	24144,4	0,80	8,5	24144,4	11313,2	24,36	24144,4	3289	0,84	1602121	23967	1,50	91,70	1	0	0
ДнОЕ	1107,3	1602,8	19316,4	8238	23,46	30,1	8238	10199,9	9,22	8238	1319	0,71	1889193	33180	1,76	71,60	0	0	-
ЖитОЕ	290,4	584,8	1966	2719,7	7,23	7,7	2719,7	3662,1	8,48	2719,7	507	0,61	624530	83282	13,34	65,50	0	0	-
ЗнОЕ	464,3	844,9	7,6	2099,8	0,04	6,4	2099,8	2651	9,04	2099,8	535	0,45	456294	23294	5,11	53,90	1	1	1
ЗнОЕ	176,5	711,1	1723,4	9136,5	1,89	5,2	9136,5	9144,6	11,41	9136,5	1337	0,78	809683	30617	3,78	60,60	0	0	-
КиївЕ	186,4	680,5	0,3	9529	0,00	0,2	9529	94	-	9529	1674	0,65	1195974	38093	3,19	58,30	1	1	1
КОЕ	517,4	886	9487	6282	15,10	87,2	6282	5738,32	12,50	6282	1222	0,59	961290	49482	5,15	37,00	7	7	1
КіРоЕ	303,9	939,3	708,4	2222	3,19	26,5	2222	3649,5	6,95	2222	316	0,80	470703	31399	6,67	83,10	1	0	0
ЛьОЕ	436,8	1395,3	675,3	4489,4	1,50	11,5	4489,4	-	-	4489,4	805	0,64	1001264	72196	7,21	79,00	5	4	0,8
ЛЕО	174,1*	190,4*	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1093895	28701	2,62	-	-	-	-
МінОЕ	601,1	1206,3	3476,3	3070,4	11,32	19,6	3070,4	3447,9	10,17	3070,4	440,9	0,79	493672	24358	4,93	88,60	0	0	-
ОдОЕ	836,7	927,4	1414,5	6677,8	21,19	-	6677,8	6345,1	12,01	6677,8	1384	0,55	1023835	66606	6,47	86,70	3	3	1
ПолОЕ	384,2	970,3	82,9	5575,1	0,15	8,3	5575,1	4158,2	15,31	5575,1	848	0,75	744088	42399	5,70	84,20	1	0	0
ПрмОЕ	393,7	1073,6	2806,5	2458,9	11,41	30	2458,9	3093,9	9,07	2458,9	420	0,67	558310	29747	5,33	100,00	1	0	0
РівОЕ	132,1	788,2	485,7	2576	1,89	26,1	2576	1756	0,56	2576	276	0,56	444887	45416	10,21	19,60	0	0	-
СумОЕ	132,1	427,9	203,6	2409,5	0,84	17,1	2409,5	3366	8,17	2409,5	519	0,53	540859	21318	3,94	92,20	1	0	1
ТерОЕ	194,2	429	448,7	1528	2,94	40,4	1528	2130	8,19	1528	304	0,57	438742	47325	10,79	90,20	3	3	1
ХарОЕ	193,2	200	688,2	7364,3	0,93	4,3	7364,3	8197,1	10,26	7364,3	1167	0,72	1278577	1109	0,09	92,70	2	1	0,5
ХерсОЕ	756,3	1038,8	3120,4	2804,2	11,13	21,8	2804,2	3793,7	8,44	2804,2	378	0,85	449738	40030	8,90	75,00	1	0	0
ХмОЕ	98,9	194,3	266,1	2509,4	1,06	3,5	2509,4	3293,1	8,70	2509,4	445	0,64	594453	35415	5,96	78,10	2	0	0
ЧернОЕ	218,5	504,8	878,9	3483	2,52	18,1	3483	3965,94	10,03	3483	489	0,81	644652	25736	5,39	87,80	0	0	-
ЧернівОЕ	116,5	128,1	636,9	1569,1	4,06	5,9	1569,1	1631,8	10,98	1569,1	256	0,70	357795	9093	2,54	94,80	3	0	0
ЧерніОЕ	157,9	293,9	423,5	2126	1,99	5,5	2126	2495,6	9,72	2126	2017,1	0,12	584911	5971	1,02	86,30	0	0	-

ОСР	kT1				kT2	kR1		kR4	kR5	kL1	kL2	kI1	kI2
	ЛЕП 110	ЛЕП 35	ЛЕП 10	ЛЕП 0,4	ПС 10	0,4-20 м	0,4-20 с	ОСР	35-110	ОСР	ОСР	ОСР	ОСР
	kT1(110)	kT1(35)	kT1(10)	kT1(0,4)	kT2(10)	SAIDI/ kR1(0,4-20м)	SAIDI/ kR1(0,4-20с)	kR4(%)	kR5/ Кільк. відкл. на 100 км ЛЕП	kL1	kL2	Частка оновл. лічильників/ kI1	Частка ЛУЗОД до норм./ kI2
	%	%	%	%	%	хв	хв	%	од./100 км	%	відн.од.	%	%
ВінОЕ	0,00	0,00	7,54	14,57	25,29	401,7	456,6	4,82	79,9	6,07	0,01	5,22	89,50
ВолОЕ	4,99	4,82	8,52	0,45	17,95	357,6	861	2,31	4,4	6,37	0,02	5,41	55,80
ДнОЕ	5,90	3,07	2,02	12,19	10,71	418	656,7	0,80	8,5	0,64	0,14	1,50	91,70
ДонОЕ	52,10	43,62	15,34	28,41	22,52	1107,3	1602,8	23,45	30,1	8,78	0,01	1,76	71,60
ЖитОЕ	0,00	1,61	5,57	17,00	12,23	290,4	584,8	7,23	7,7	6,52	0,09	13,34	65,50
ЗакОЕ	21,63	9,17	11,25	18,96	4,28	464,3	844,9	0,04	6,4	2,96	0,25	5,11	53,90
ЗапОЕ	12,47	1,22	21,50	22,66	15,55	176,5	71,1	1,89	5,2	6,59	0,08	3,78	60,60
КиївЕ	7,96	74,44	7,87	6,83	17,17	186,4	680,5	0,00	0,2	5,34	0,05	3,19	58,30
КОЕ	4,24	3,54	10,82	21,32	21,59	517,4	886	15,10	87,2	5,50	0,11	5,15	37,00
КіроЕ	15,48	9,81	6,47	8,76	1,54	303,9	939,3	3,19	26,5	8,05	0,10	6,67	83,10
ЛьвОЕ	0,29	2,61	3,97	10,84	35,24	436,8	1395,3	1,50	11,5	6,18	0,06	7,21	79,00
МикоЕ	11,40	5,14	9,83	15,14	16,26	601,1	1206,3	11,32	19,6	4,83	0,09	4,93	88,60
ОдОЕ	1,41	0,19	1,34	1,15	4,67	836,7	927,4	21,19	-	5,99	0,15	6,47	86,70
ПолОЕ	3,19	2,41	1,61	8,61	2,51	384,2	970,3	0,15	8,3	2,69	0,05	5,70	84,20
ПрикоЕ	0,45	0,52	7,53	30,34	25,17	393,7	1073,6	11,41	30	2,93	0,03	5,33	100,00
РівнОЕ	0,00	0,00	9,19	20,74	35,24	326,1	788,2	1,89	26,1	6,18	0,14	10,21	19,60
СумОЕ	11,32	17,85	6,46	9,14	13,62	132,1	207,9	0,84	17,1	6,83	0,17	3,94	92,20
ТерОЕ	0,12	0,36	2,40	12,12	15,02	194,2	429	2,94	40,4	3,81	0,13	10,79	90,20
ХарОЕ	2,25	1,01	8,56	14,55	41,77	193,2	200	0,93	4,3	7,74	0,02	0,09	92,70
ХерсОЕ	0,00	0,00	2,39	3,71	21,11	756,3	1038,8	11,13	21,8	6,56	0,15	8,90	75,00
ХмОЕ	0,00	0,67	4,13	19,99	17,35	98,9	194,3	1,06	3,5	6,30	0,06	5,96	78,10
ЧеркОЕ	0,00	0,00	3,43	13,88	4,24	218,5	504,8	2,52	18,1	4,97	0,11	3,99	87,80
ЧернівОЕ	0,00	0,00	4,94	7,83	7,07	116,5	128,1	4,06	5,9	1,02	0,00	2,54	94,80
ЧернігОЕ	0,00	0,95	2,44	9,78	24,06	157,9	293,9	1,99	5,5	5,28	0,47	1,02	86,30

Рисунок Г.3 – Зведена матриця показників рейтингування ОСР

ОСР	T					R				L		I	
	kT1				kT2	kR1		kR4	kR5	kL1	kL2	kI1	kI2
	kT1(110)	kT1(35)	kT1(10)	kT1(0,4)	kT2(10)	kR1(0,4-20м)	kR1(0,4-20с)	kR4(%)	kR5(35-110)	kL1(ОСР)	kL2(ОСР)	kI1(ОСР)	kI2(ОСР)
	1	1	0,69264	0,52771	0,40971	0,69972	0,74832	0,79431	0,08391	0,33258	0,98887	0,38738	0,8694
ВінОЕ	0,90413	0,9353	0,64391	1	0,5921	0,74345	0,4843	0,90148	0,95172	0,29571	0,95935	0,40208	0,45025
ВолОЕ	0,88667	0,9588	0,96657	0,60721	0,772	0,68356	0,61768	0,96586	0,9046	1	0,70799	0,10637	0,89677
ДнОЕ	0	0,414	0,3053	0,0647	0,47843	0	0	0	0,65632	0	0,97314	0,12602	0,64677
ДонОЕ	1	0,9784	0,79053	0,44632	0,73442	0,8101	0,66462	0,69172	0,91379	0,2773	0,81481	1	0,5709
ЖитОЕ	0,58483	0,8768	0,50826	0,3808	0,93196	0,63764	0,49481	0,99847	0,92874	0,71499	0,46635	0,37879	0,42662
ЗакОЕ	0,76055	0,9836	0	0,25689	0,65178	0,92305	1	0,91957	0,94253	0,2684	0,83082	0,27887	0,50995
ЗапОЕ	0,84721	0	0,67625	0,78658	0,61143	0,91323	0,60214	1	1	0,42247	0,89422	0,23387	0,48134
КиївЕ	0,91865	0,9525	0,52988	0,30195	0,50172	0,58499	0,46798	0,35594	0	0,40247	0,76069	0,38199	0,21642
КОЕ	0,70294	0,8682	0,74555	0,72199	1	0,79671	0,43318	0,86405	0,6977	0,08971	0,78287	0,49696	0,7898
КіроЕ	0,99449	0,9649	0,86947	0,65257	0,16235	0,66491	0,13547	0,93586	0,87011	0,31942	0,86627	0,53771	0,73881
ЛьвОЕ	0,78126	0,9309	0,57904	0,50873	0,63399	0,50198	0,25886	0,51715	0,77701	0,48457	0,79926	0,36588	0,85821
МикоЕ	0,97302	0,9975	1	0,97662	0,92228	0,26835	0,44095	0,09634	0,76832	0,34315	0,68426	0,48164	0,83458
ОдОЕ	0,93871	0,9677	0,98697	0,72721	0,97594	0,71708	0,41294	0,99372	0,9069	0,74734	0,88791	0,42355	0,80348
ПолОЕ	0,99137	0,993	0,69302	0	0,41266	0,70766	0,3455	0,51324	0,65747	0,71875	0,93348	0,39562	1
ПрикоЕ	1	1	0,61092	0,32123	0,16235	0,77469	0,53183	0,9196	0,7023	0,31942	0,69504	0,76399	0
РівнОЕ	0,78272	0,7602	0,74636	0,70944	0,69985	0,96708	0,91069	0,96398	0,80575	0,23969	0,6401	0,29096	0,90299
СумОЕ	0,99776	0,9952	0,94765	0,60968	0,66501	0,90549	0,76634	0,87478	0,53793	0,61026	0,73299	0,80763	0,87811
ТерОЕ	0,95687	0,9865	0,64181	0,52834	0	0,90649	0,91585	0,96016	0,95287	0,12722	0,95745	0	0,9092
ХарОЕ	1	1	0,94831	0,891	0,51349	0,34808	0,36822	0,52544	0,75172	0,27241	0,68921	0,66529	0,68905
ХерсОЕ	1	0,9911	0,86186	0,34645	0,60713	1	0,91957	0,95479	0,96207	0,30444	0,88133	0,44314	0,72761
ХмОЕ	1	1	0,89639	0,55076	0,93288	0,8814	0,71685	0,89239	0,79425	0,46735	0,76083	0,29479	0,84826
ЧеркОЕ	1	1	0,8216	0,75338	0,86263	0,98255	0,96279	0,8269	0,93448	0,95261	1	0,18528	0,93532
ЧернівОЕ	1	0,9873	0,94575	0,6881	0,44025	0,94149	0,85454	0,91506	0,93908	0,43044	0	0,07051	0,8296
ЧернігОЕ													

Рисунок Г.4 – Зведена матриця показників рейтингування ОСР

після нормалізації

Додаток Д

Акти впровадження результатів дисертаційної роботи

ДОВІДКА

про впровадження результатів роботи аспіранта кафедри електропостачання
Інституту енергозбереження та енергоменеджменту
Національного технічного університету України «КПІ»
Чернецької Юлії Валентинівни

З квітня 2007 року в Україні введено в дію Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів (наказ Мінпаливенерго України від 25.07.2006 року № 258, зареєстрований в Мінюсті 25.10.2006 за № 1143/13017), що установлюють основні організаційні й технічні вимоги до експлуатації електроустановок та електрообладнання споживачів і направлені на забезпечення надійної, безпечної та раціональної експлуатації електроустановок. З огляду на об'єктивну необхідність внесення змін та доповнень до зазначених Правил, Відкритим акціонерним товариством по пуску, налагодженню, удосконаленню технології та експлуатації електростанцій і мереж «ЛьвівОРГРЕС» згідно договору з Мінпаливенерго України від 14.12.2009 №01151004000 (державний реєстраційний номер 0110U008602) виконувалася робота з підготовки нової редакції Правил. Робота була завершена у 2012 році, а нова редакція Правил була затверджена наказом Міненерговугілля України від 13.02.2012 № 91, зареєстрованим в Мінюсті 02.03.2012 за № 350/20663.

Під час підготовки нової редакції Правил технічної експлуатації електроустановок споживачів були використані результати наукової роботи аспіранта кафедри електропостачання Інституту енергозбереження та енергоменеджменту НТУУ «КПІ» Чернецької Юлії Валентинівни (науковий керівник доцент, к.т.н. Замулко А.І.). Зокрема при підготовці розділів IV «Організація експлуатації електроустановок» та VII «Електрообладнання та електроустановки загального призначення» було враховано рекомендації щодо планування робіт з технічного контролю, обслуговування та ремонту електроустановок.

Голова Правління
генеральний директор
АТ „ЛьвівОРГРЕС”



Кавич І.Є.

10008 м. Житомир, вул. Пушкінська, 32/8
 телефон: (0412) 40-20-50
 факс: (0412) 40-20-44
 р/р 26008002011613
 в ПАТ "Перший інвестиційний банк"
 МФО 300506
 Ідентифікаційний код 22048622



ПУБЛІЧНЕ АКЦІОНЕРНЕ
 ТОВАРИСТВО
 "ЕНЕРГОПОСТАЧАЛЬНА
 КОМПАНІЯ
 "ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО"

28.10.2011 № 02/11893
 на № _____ від _____



ДОВІДКА

про практичне значення результатів виконання науково-практичних робіт щодо формування схем перспективного розвитку електричних мереж 10 кВ м. Житомира та Житомирського району, 35 та 110 кВ Житомирської області

Українським науково-дослідним, проектно-вишукувальним та конструкторсько-технологічним інститутом "Укрсіленергопроект" з 2007 по 2010 рік на замовлення ВАТ "ЕК "Житомиробленерго" виконувалися роботи «Схема перспективного розвитку мережі 35-110 кВ Житомирської області» (договір № 171 від 28.11.2007 року) та «Схема перспективного розвитку електромереж 10 кВ м. Житомира та Житомирського району» (договір №43/17-СП від 15.07.2009 року).

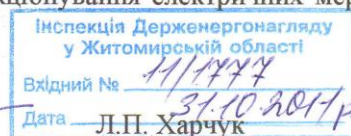
Згідно зі вказаними угодами при безпосередній участі Ю.В. Черенецької під керівництвом Я.В. Бовкун були виконані розробки пропозицій по підвищенню надійності електропостачання, якості електроенергії, зниженню технологічних втрат електричної енергії, обмеженню струмів короткого замикання на джерелах живлення, диспетчеризації, телемеханізації, автоматизації, конструктивному виконанню мереж.

Необхідно відзначити практичну цінність зазначених робіт, адже розроблені схеми використовуються для:

- обґрунтування інвестицій в будівництво, реконструкцію та технічне переобладнання електричних мереж електропередавальної організації;
- надання обґрунтованих технічних умов на приєднання нових споживачів;
- планування річних заходів, спрямованих на поліпшення якості та надійності передачі електричної енергії;
- інформаційного забезпечення інженерно-технічного та обслуговуючого персоналу.

Розроблені пропозиції з урахуванням особливостей наявного обладнання електричних мереж електропередавальних організацій можуть бути використані як методологічні основи щодо удосконалення якості функціонування електричних мереж при формуванні перспективних планів їх розвитку.

Виконавчий директор





Міністерство палива та енергетики України

**ДЕРЖАВНА ІНСПЕКЦІЯ З ЕНЕРГЕТИЧНОГО НАГЛЯДУ
ЗА РЕЖИМАМИ СПОЖИВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ І ТЕПЛОВОЇ ЕНЕРГІЇ**
(ДЕРЖЕНЕРГОНАГЛЯД)

04112, Київ-112, вул. Дорогожичська, 11/8, тел.: (044) 594-79-27, факс: (044) 594-79-76 E-mail: gden@den.energy.gov.ua

03.03.2011 № 12/01-38

ДОВІДКА

про практичне значення результатів науково-практичної роботи «Аналіз статистичної звітності електропередавальних організацій щодо технічного стану, ремонтно-експлуатаційного обслуговування та розвитку об'єктів розподільчих електричних мереж»

Для забезпечення виконання Держенергонаглядом покладених на нього функцій та завдань з питань нагляду за технічним станом та організацією експлуатації електричних мереж суб'єктів електроенергетики відповідно до планів роботи у 2010 році було створено робочу групу для проведення аналізу статистичної звітності електропередавальних організацій за 2008-2010 роки. Членами робочої групи досліджувалася інформація, надана електропередавальними організаціями відповідно до наказу Мінпаливенерго України від 01.07.2008 року №352 «Про затвердження Переліку форм звітності Міністерства палива та енергетики України», а саме за формами статистичної звітності: 56-енерго – звіт щодо оцінки технічного стану об'єктів розподільчих електричних мереж; 57-енерго – звіт щодо технологічних порушень цехового обліку на об'єктах розподільчих електричних мереж, які знаходяться в експлуатації; 58-енерго – звіт щодо капітального ремонту об'єктів розподільчих електричних мереж, які знаходяться в експлуатації; 59-енерго – звіт щодо технічного обслуговування об'єктів розподільчих електричних мереж, які знаходяться в експлуатації; 60-енерго – звіт щодо виконання Програми розвитку електричних мереж напругою 35-110 (150) кВ та визначення обсягів реконструкції електричних мереж напругою 0,4-10 кВ на 2007-2011 роки та 61-енерго – звіт щодо виконання інвестиційної програми з будівництва, модернізації та реконструкції електричних мереж та обладнання.

У межах вказаної роботи при безпосередній участі Чернецької Ю.В. у співавторстві та під керівництвом Замулко А.І. та Корчагіна М.І. було проведено аналіз та узагальнення звітних даних, виявлено ряд недоліків у наданій інформації, запропоновано заходи для їх усунення, а також розроблено Методику проведення моніторингу технічного стану електричних мереж електропередавальних організацій.

Результати зазначеної науково-практичної роботи стали основою для подальшого удосконалення та розвитку системи збору, обробки та узагальнення техніко-економічної інформації, необхідної для проведення аналізу діяльності суб'єктів електроенергетики.

Головний
державний інспектор
України з енергетичного нагляду



В.А. Луїсін



ДИПЛОМ

III-ступеня

Х ВСЕУКРАЇНСЬКОГО КОНКУРСУ
 "МОЛОДЬ – ЕНЕРГЕТИЦІ УКРАЇНИ – 2011:
 ВІДКРИТИЙ КОНКУРС МОЛОДИХ ВЧЕНИХ ТА ЕНЕРГЕТИКІВ.
 ПРИСВЯЧУЄТЬСЯ 20 РІЧЧЮ НЕЗАЛЕЖНОСТІ УКРАЇНИ

НАГОРОДЖУЄТЬСЯ

ЧЕРНЕЦЬКА ЮЛІЯ ВАЛЕНТИНІВНА

за роботу на тему:

“Планування перспективного розвитку розподільчих електричних мереж у ринкових умовах функціонування енергетичної галузі України”
 в номінації “Економіка енергетики”
 серед Молодих вчених

Заступник Міністра
 енергетики та вугільної
 промисловості України

Чех С.М.



Академік-секретар
 Національної академії наук
 України

Стогній Б.С.

Стогній Б.С.

Голова правління ОГ Рада
 старійших енергетиків
 України

Чулков Є.І.

Чулков Є.І.



Проректор НТУУ
 "Київський політехнічний
 інститут"

Варламов Г.Б.

Варламов Г.Б.



ДИПЛОМ

III-ступеня

**XII ВСЕУКРАЇНСЬКОГО КОНКУРСУ
"МОЛОДЬ – ЕНЕРГЕТИЦІ УКРАЇНИ – 2012:
ВІДКРИТИЙ КОНКУРС МОЛОДИХ ВЧЕНИХ ТА ЕНЕРГЕТИКІВ"
ПРИСВЯЧУЄТЬСЯ 50 РІЧЧЮ СТВОРЕННЯ МІНЕНЕРГО УКРАЇНИ**

**НАГОРОДЖУЄТЬСЯ
ЧЕРНЕЦЬКА ЮЛІЯ ВАЛЕНТИНІВНА**

*за роботу на тему:
"Аналіз та оцінювання ефективності роботи електропередавальних
організацій із забезпечення розвитку електричних мереж"
в номінації "Електроенергетика"
серед Молодих вчених*

**Заступник Міністра енергетики
та вугільної промисловості
України**

В.О. Макуха

**Академік-секретар
Національної академії наук
України**

Б.С. Стогній

**В.о. Голови Правління
ОГРСЕУ, Герой України**

С.І. Потапшич

**Проректор НТУУ „Київський
політехнічний інститут”**

Г.Б. Варламов



Додаток Е

Список опублікованих праць за темою дисертації

1. Замулко А. І., Солоха (Чернецька) Ю.В., Бовкун Я.В. Питання підвищення ефективності функціонування електричних мереж електропередавальних організацій України // Вісн. Черніг. держ. технолог. ун-ту. Серія техн. науки. Зб. наук. праць. 2010. №42. С. 176-181. *(фахове видання)*
2. Плачинда В.Д., Яровицина Т.В., Замулко А. І., Чернецька Ю. В. Актуальні питання використання тарифів на електричну енергію, диференційованих за періодами часу // Энергосбережение. Энергетика. Энергоаудит. 2010. №9. С. 16-23. *(фахове видання)*
3. Чернецька Ю. В., Замулко А. І. Застосування методів моделювання для формування планів перспективного розвитку розподільчих мереж // Комунальне господарство міст. Серія «Технічні науки та архітектура»: науково-технічний збірник. 2011. Вип. 89. С. 406-414. *(фахове видання)*
4. Чернецька Ю. В., Замулко А. І. Система моніторингу технічного стану розподільчих електричних мереж // Энергосбережение. Энергетика. Энергоаудит. 2011. №9. С. 28-37. *(фахове видання)*
5. Чернецька Ю. В., Замулко А. І. Рейтингове оцінювання в задачах управління розвитком розподільних електричних мереж // Вісник Вінницького політехнічного інституту. 2013. №1. С. 94-100. *(фахове видання)*
6. Замулко А.І., Чернецька Ю.В. Критерії оцінювання розвитку систем розподілу електроенергії в умовах стимулюючого регулювання // Энергетика: економіка, технології, екологія. 2017. №4. С. 102-112. *(фахове видання)*
7. Замулко А.І., Чернецька Ю.В. Методи порівняльного аналізу ефективності операторів систем розподілу електричної енергії // Энергетика: економіка, технології, екологія. 2018. №3. С. 35-44. *(фахове видання)*
8. Замулко А. И., Чернецкая Ю. В. Особенности планирования перспективного развития распределительных электрических сетей Украины // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики :

Сб. науч. тр. Вып. 61. Проблемы исследования и обеспечения надежности либерализованных систем энергетики. Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2011. С. 550-556.

9. Замулко А.І., Сайчук Ю.С., Чернецька Ю.В. Аналіз якості надання послуг з електропостачання // Первый независимый научный журнал. 2016. №9-10. С. 123-129.

10. Чернецька Ю. В., Замулко А. І. Роль інновацій у формуванні стратегії розвитку розподільчих електричних мереж // Актуальные вопросы развития инновационной деятельности: мат. XIV межд. науч.-практ. конф., г. Евпатория, 23-27 мая 2011 г. С. 144-149.

11. Замулко А. И., Чернецкая Ю. В. Применение методов моделирования для формирования планов перспективного развития распределительных сетей // Математическое моделирование, оптимизация и управление потокораспределением в инженерных сетях: материалы международной науч.-практ. конф., г. Ялта, 1-6 октября 2011 г.: тезисы докладов. Х. : ХНАГХ, НТМТ, 2011. С.50.

12. Замулко А. І., Веремійчук Ю. А., Чернецька Ю. В. Сегментування роздрібного ринку електричної енергії з використанням алгоритмів нечіткої логіки // Сучасні проблеми наукового забезпечення енергетики : матеріали Х Міжн. наук.-практ. конф., м. Київ, 17-20 квітня 2012 р. : тези доповідей. Том 2. К.: НТУУ «КПІ», 2012. С. 148.

13. Чернецька Ю. В., Замулко А. І. Рейтингове оцінювання в задачах управління розвитком розподільних електричних мереж // Контроль і управління в складних системах (КУСС-2012). XI Міжн. конф., м. Вінниця, 9-11 жовтня 2012 р.: тези доповідей. Вінниця: ВНТУ, 2012. С.177-178.

14. Chernetska Y., Zamulko A. Development of electricity distribution networks: marketing concept // Матеріали міжн. наук.-практ. та навч-метод. конф. «Сталий енергетичний розвиток: сучасні тенденції, технології та рішення» м. Київ, 24 вересня 2014 р. К.: НТУУ «КПІ». С. 14.

15. Чернецька Ю.В. Системи розподілу електроенергії в Україні: ключові характеристики їх розвитку // Відновлювана енергетика та енергоефективність у XXI столітті : Матеріали XVIII міжн. наук.-практ. конф., 27-29.09.2017 р. К.: КПІ ім. Ігоря Сікорського, Інститут відновлюваної енергетики НАНУ, 2017. С. 70-75.

16. Чернецька Ю. В. Дослідження проблеми управління розвитком систем розподілу електроенергії України в історичному контексті // The development of technical sciences: problems and solutions: Conference Proceedings, April, 27-28, 2018. Brno: Baltija Publishing, 2018. С. 197-200.

17. Замулко А.І., Чернецька Ю.В., Гордієнко К.І. Опрацювання даних завантаженості трансформаторних підстанцій з використанням кластерного аналізу. // Енергетичний менеджмент: стан та перспективи розвитку. Збірник наукових праць V Міжн. наук.-практ. та навч.-метод. конф. у м. Києві 17-19 квітня 2018 р. Київ, КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2018. С. 22-24.

18. Праховник А. В., Находов В.Ф., Замулко А.І., Солоха (Чернецька) Ю.В., Степаненко Т. В. Актуальні питання управління попитом на електричну енергію та потужність // Проблеми розвитку енергетики. Погляд громадськості (збірка №7). К.: НТСЕУ, ОЕП «ГРІФРЕ», 2010. С. 191-193.